

Vrednovanje indikatora kakvoće napona u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži.

Galzina, Denisa

Doctoral thesis / Disertacija

2019

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing / Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:168:855020>

Rights / Prava: [In copyright](#) / [Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-09-19**



Repository / Repozitorij:

[FER Repository - University of Zagreb Faculty of Electrical Engineering and Computing repository](#)





Sveučilište u Zagrebu

FAKULTET ELEKTROTEHNIKE I RAČUNARSTVA

Denisa Galzina

**VREDNOVANJE INDIKATORA KAKVOĆE
NAPONA U PRIJENOSNOJ
ELEKTROENERGETSKOJ MREŽI**

DOKTORSKI RAD

Zagreb, 2019.



Sveučilište u Zagrebu

FAKULTET ELEKTROTEHNIKE I RAČUNARSTVA

DENISA GALZINA

**VREDNOVANJE INDIKATORA KAKVOĆE
NAPONA U PRIJENOSNOJ
ELEKTROENERGETSKOJ MREŽI**

DOKTORSKI RAD

Mentori:

prof. dr. sc. Tomislav Tomiša

nasl. prof. dr. sc. Eraldo Banovac

Zagreb, 2019.



University of Zagreb

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMPUTING

Denisa Galzina

**EVALUATION OF VOLTAGE QUALITY
INDICATORS IN POWER TRANSMISSION
NETWORK**

DOCTORAL THESIS

Supervisors:

Professor Tomislav Tomiša, PhD

Adjunct Professor Eraldo Banovac, PhD

Zagreb, 2019

Doktorski rad izrađen je na Sveučilištu u Zagrebu Fakultetu elektrotehnike i računarstva,
na Zavodu za visoki napon i energetiku.

Mentori: prof. dr. sc. Tomislav Tomiša
nasl. prof. dr. sc. Eraldo Banovac

Doktorski rad ima: 155 stranica

Doktorski rad br.: _____

Životopis mentora prof. dr. sc. Tomislav Tomiša

Tomislav Tomiša rođen je u Varaždinu 1954. godine. Osnovnu školu i gimnaziju završio je u Varaždinu, a na Elektrotehničkom fakultetu u Zagrebu diplomirao je 1977. godine.

Iste godine zaposlen je na Zavodu za visoki napon ETF-a u Zagrebu kao zavodski inženjer gdje uz nastavnu djelatnost uređenja laboratorija i održavanja laboratorijskih vježbi sudjeluje na više stručnih i znanstvenih projekata.

Magistrirao je na ETF-u u Zagrebu 1985. te je za istaknuti magistarski rad nagrađen Bednjanićevom nagradom u Ljubljani. Nagrađen je Srebrnom plaketom Josip Lončar za doktorski rad obranjen 1995. godine na ETF-u u Zagrebu.

Od 1995. godine sudjeluje u izvođenju nastave na Zavodu za visoki napon na kolegijima vezanim za automatizaciju električnih postrojenja, daljinski nadzor i upravljanje te mjerenja u elektroenergetskom sustavu.

Uz održavanje nastave na dodiplomskom, diplomskom i doktorskom studiju iz kolegija „Procesna mjerenja u energetici“, „Automatizacija električnih postrojenja“ i „Kvaliteta opskrbe električnom energijom“ bavi se znanstvenim i stručnim radom objavivši više desetaka znanstvenih radova i stručnih projekata.

Bio je voditelj znanstvenog projekta „Razvoj sustava za nadzor i analizu kvalitete električne energije“ pri Ministarstvu znanosti RH (2006.-2011.) te projekta BICRO „Višekanalni uređaj za analizu opterećenja i kvalitetu napona“ (2011.-2012.). Koautor je studije „Implementacija sustava nadzora kvalitete električne energije“ izrađene za HEP-Operator distribucijskog sustava (2009.).

Trenutno radi na Zavodu za visoki napon i energetiku FER-a u Zagrebu kao redoviti profesor u trajnom zvanju. Uz nastavne aktivnosti, obavlja stručne poslove projektiranja i nadzora elektroenergetskih objekata kao ovlaštenu inženjer elektrotehnike, te vještačenja kao sudski vještak za područje elektrotehnike.

Biography of Supervisor - Professor Tomislav Tomiša,

Ph. D

Tomislav Tomiša was born in Varaždin in 1954. He finished elementary school and high school in Varaždin, and graduated from the Faculty of Electrical Engineering (ETF) in Zagreb in 1977.

In the same year, he was employed at the High Voltage Department at the ETF in Zagreb as a department engineer, where in addition to teaching activities in the organization of laboratories and maintenance of laboratory exercises, he participates in several professional and scientific projects.

He received his master's degree from the ETF in Zagreb in 1985 and received the Bednjanić Award for his distinguished master's thesis in Ljubljana. He was awarded the Josip Loncar Silver Plaque for his doctoral thesis defended in 1995 at the ETF in Zagreb.

Since 1995 he has been involved in teaching at the High Voltage Department for courses related to the automation of electrical plants, remote monitoring and control, and measurements in the power system. In addition to teaching undergraduate, graduate and doctoral studies in the courses "Process Measurements in Power", "Electric Facilities Automation" and "Power Quality", he is engaged in scientific and professional work, publishing dozens of scientific papers and professional projects.

He was the head of the scientific project "Development of the Electricity Quality Monitoring and Analysis System" at the Ministry of Science of the Republic of Croatia (2006-2011) and the BICRO project "Multi-Channel Load and Voltage Quality Analyzer" (2011-2012). He is the co-author of the study "Implementation of the Power Quality Control System" made for the HEP Distribution System Operator (2009).

Now he works at the High Voltage and Energy Department of Faculty for electrical Engineering and Computing in Zagreb as a full professor. In addition to teaching activities, he performs professional tasks in the design and supervision of power facilities as a certified electrical engineer, and expert evaluation as a court expert in the field of electrical engineering.

Životopis mentora nasl. prof. dr. sc. Eraldo Banovac

Eraldo Banovac rođen je u Puli 1955. godine. Diplomirao je i magistrirao na Fakultetu strojarstva i brodogradnje (FSB). Dobitnik je Medalje FSB-a za posebni uspjeh u studiju. Doktorirao je na Fakultetu elektrotehnike i računarstva 2004. godine. Izabran je u naslovno znanstveno-nastavno zvanje redovitog profesora te u zvanje znanstvenog savjetnika (elektrotehnika) i zvanje znanstvenog savjetnika u trajnom zvanju (strojarstvo).

Radi u Hrvatskoj energetske regulatornoj agenciji (HERA) na radnom mjestu Glavni savjetnik Agencije. Bio je voditelj kontrole kvalitete u Tvornici telekomunikacijskih uređaja „Nikola Tesla”, generalni direktor Tvornice tekstilnih strojeva i mjernih uređaja, pomoćnik zapovjednika Zapovjedništva stana Ministarstva obrane RH, zamjenik predsjednika Vijeća za regulaciju energetske djelatnosti i član Upravnog vijeća HERA-e.

Izvodio je nastavu na kolegijima Tržište električne energije, Obnovljivi izvori energije, Liberalizacija energetske tržišta i Regulacija energetske djelatnosti. Objavio je tri knjige te stotinjak znanstvenih i stručnih radova. Bio je voditelj znanstvenog projekta „Razvoj primjene novih tehnologija korištenja plina u Hrvatskoj” koji se provodio uz potporu Ministarstva znanosti, obrazovanja i sporta RH te aktivan istraživač na još tri znanstvena projekta.

Aktivan je recenzent u CC-časopisima: Energy – the International Journal, Energy Policy, Proceedings of the ICE – Energy i IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. Zamjenik je glavnog urednika časopisa Plin i član Međunarodnog uredničkog odbora časopisa Journal of Energy. Bio je predsjednik i član odbora na međunarodnim znanstvenim konferencijama. Dobitnik je Priznanja za životno djelo Hrvatske stručne udruge za plin. Odlikovan je Redom Danice hrvatske i Redom hrvatskog trolista.

Biography of Supervisor – Adjunct Professor Eraldo Banovac, Ph. D

Eraldo Banovac was born in 1955 in Pula, Republic of Croatia. He graduated and finished postgraduate study (MSc) both from the Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture University of Zagreb. He received the Faculty Medal for exceptional study success. He graduated with a PhD in electrical engineering from the Faculty of Electrical Engineering and Computing University of Zagreb in 2004. He was elected in the scientific-teaching title of full professor as well as in the following scientific titles: scientific advisor (electrical engineering) and scientific advisor in tenure (mechanical engineering).

Currently, prof. Banovac is the Chief Advisor of the Croatian Energy Regulatory Agency. He was the head of the PCBs quality control in the Telecommunications Systems Company "Nikola Tesla", general manager of the Textile Machinery and Measure Devices Factory, deputy commander of the Command for Economic Affairs of the Ministry of Defense of the Republic of Croatia, deputy chairman of the Croatian Energy Regulatory Council and a designated commissioner in the Croatian Energy Regulatory Agency.

He was a lecturer in the following courses: Electricity market, Renewable energy sources, Liberalization of the energy market and Regulation of energy activities. He published three books and about 100 scientific-research papers. He was the head of the scientific project "Development of the new technologies of gas use in Croatia" granted by the Ministry of Science, Education and Sport of the Republic of Croatia.

Prof. Banovac acts as an active reviewer for the following CC-indexed journals: Energy – the International Journal, Energy Policy, Proceedings of the ICE – Energy and IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. He is a Deputy Editor of the journal Plin and a member of the International Editorial Council of the Journal of Energy. He was either a chairman or member of the committees at international scientific conferences. He is the recipient of the Lifetime Achievement Award of the Croatian Gas Association. For his outstanding results, he received the Order of Morning Star and the Order of the Croatian Trefoil.

Sažetak

Tijekom nekoliko desetljeća kakvoća električne energije postajala je sve važniji čimbenik u opskrbi električnom energijom. To je proizašlo iz razloga što su kupci postajali sve svjesniji kakvoće električne energije i zato što su električna trošila postajala sve sofisticiranija i osjetljivija na naponske smetnje. U tom se napretku zanemarilo da određena trošila sama po sebi uzrokuju smetnje i emitiraju ih u mrežu.

Prijenosna elektroenergetska mreža karakteristična je zbog svojih sudionika pa rješenja za održavanje kakvoće napona na sredjenaponskim ili niskonaponskim mrežama nisu primjenjiva u vođenju ove mreže. Operator sustava na niskonaponskoj razini može korisnika mreže isključiti iz mreže ukoliko negativno utječe na okolnu mrežu i ostale sudionike, ali operator prijenosnog sustava nema takve ovlasti zbog političko-ekonomske važnosti korisnika mreže.

Kako bi se iznašao način rješavanja ovog problema, u disertaciji je prvo trebalo temeljito istražiti parametre kakvoće napona na cijeloj prijenosnoj mreži hrvatskog elektroenergetskog sustava. Zaključeno je da bi se dozvoljene vrijednosti parametara trebale određivati prema naponskoj razini na kojoj se mjere, a ne istom normom određivati dozvoljene vrijednosti na svim naponskim razinama. Nakon toga napravljen je proračun potrebnih snaga uređaja za korigiranje vrijednosti parametara kakvoće napona, kako bi se u svakom čvorištu mreže ti parametri održavali unutar dozvoljenih granica.

Na temelju tog proračuna formiran je prijedlog sustava kazni, poticaja i obeštećenja, koji bi trebalo implementirati kako bi se svi korisnici mreže poticali da smanje eventualni negativni povratni utjecaj njihovih trošila na kakvoću mrežnog napona.

Na kraju, u disertaciji je zasnovan algoritam koji jednako tretira sve korisnike mreže, na način da nitko ne bude zakinut u ostvarivanju prava na isporuku električne energije garantirane kakvoće. Algoritam je verificiran na primjerima stvarne prijenosne mreže čime je potvrđeno da bi regulativu vezanu za tematiku kakvoće električne energije trebalo dopuniti sa sustavom kazni, poticaja i obeštećenja.

Ključne riječi: kakvoća električne energije, kakvoća napona, prijenosna mreža, harmonička izobličenja, flikeri, algoritam

Summary

The fact that power quality has lately become an important factor does not mean that it hasn't been relevant before. It was first mentioned in a 1968 article, related to the US Navy electronic equipment needs, and soon the term voltage quality appeared. An article dealing with increased sensitivity to voltage disorders, written in 1979, is considered the founder of the use of the term power quality as we know it today.

The question is - if the problems have been known since the 1970s, why did dealing with the power quality begin to intensify only in the second half of the 1990s? There are several explanations for this.

Electronic devices and power electronics devices are much more sensitive today than 10-20 years ago. Businesses have also become more sensitive to production losses both temporally and financially, so a power outage will cause complaints, although there may not have been direct damage caused by the outage.

Modern electronic equipment is not only susceptible to voltage disturbances, but also generates them. Motor drives with pulse-width modulation, rectifiers and inverters cause harmonic current and voltage distortions. Although a single device cannot cause a significant increase in harmonic distortion, due to the amount of these so-called nonlinear loads, total harmonic distortion can affect the supply voltage waveform.

Deregulation of the electricity market has led to the point where electricity is considered trading goods. Accordingly, goods have to have certain characteristics, it must be measured, predicted, guaranteed or improved. Open competition additionally complicates the situation as the buyer freely buys electricity in the market. The question is who is responsible for the quality of the delivered energy – the producer or the operators of transmission and distribution systems?

Perhaps the most important reason for the interest in voltage quality is the comprehension that voltage quality parameters can be measured. While measurements used to be limited to the voltage, its frequency and the duration of long supply interruptions, today's modern voltage quality monitoring devices enable measuring a wide range of parameters: harmonic distortions,

current and voltage waveforms, voltage dips and swells, voltage unbalance, rapid voltage change, etc.

The whole research is carried out in the Croatian transmission network. The transmission network is characterized by its participants, meaning the solutions for maintaining the voltage quality on medium or low voltage networks are not applicable in high voltage network. A low-voltage system operator may disconnect a network user from the network if its facility negatively affects the surrounding network and other participants, but the transmission system operator does not have such authority because of the political and economic importance of the network user.

In order to find a way to solve this problem, the initial step in the dissertation was a thorough investigation of the voltage quality parameters on the entire Croatian transmission electricity network. The condition of the network was determined by processing multi-year measurement data on over 300 devices throughout the entire network, and the data were compared against the limits determined by the Croatian transmission system grid code.

Protecting the customer (consuming electricity with a satisfactory voltage quality) as well as the transmission system (that customer feedback is within the allowed limit) is an explicit aim of monitoring voltage quality parameters at the point of common coupling.

For better interpretation of results, the individual parameters were processed by voltage level (400, 220, 110 kV), per network unit (overhead power lines, transformers, network users), or by time period (year or season). The overview was done for 3-5 years, depending on the availability of data.

Although all values of voltage harmonic distortion are within the permissible distortion limits (1.5% for 400 and 220 kV plants and 3% for 110 kV), a stronger distortion is seen for railway facilities connected to a 110 kV network. THD measured there is 1.76%, which is significantly higher than the value of 1.05%, measured in the other 110 plants (the measurements values on the lines and on the transformers coincide). As harmonic distortion values increase as the voltage level drops, the permitted levels should be adjusted accordingly.

Regarding the flicker, there is no significant change in the parameter value by lowering the voltage level on which the measurement is performed (except for slight damping), but there is

a significant deviation from the permitted value at the ironworks facility (2.47 compared to the limit of 1) and a minimal increase at the railway facility.

Voltage unbalance was measured in substations containing the railway system transformer field. The measurements were performed on the same voltage bus where the railway transformers are connected, since the maximum negative impact occurs there. The maximum measured value of voltage unbalance is practically half the allowed value of unbalance in the transmission network, and it was measured at the nearest point to the source of unbalance. It can be concluded that the transmission network is strong enough not to feel the negative impact of electric railway plants on the voltage unbalance. High values of voltage unbalance at the transmission level can occur in the event of a single phase failure of the transmission line (due to a tree fall, or interruption of the conductor due to ice or mechanical damage). However, this is a system malfunction, which is not observed through the prism of voltage quality.

For this reason, unbalance was not seen as a problematic voltage quality parameter in the operation of the transmission system. In addition, even though the voltage levels are elevated over the allowed limits, this parameter was not considered in future research because their increase depends on network load and interconnection.

All in all, the voltage quality level in the Croatian transmission network is in accordance with the regulations, except for the long-term flicker parameter. There is a significant elevation of flicker value at the ironworks facility, which penetrates deeply into the network.

Voltage quality disturbances occur at the 110 kV voltage level, while at 220 kV and 400 kV levels there are almost none. The reason for that is because there are no large network users connected to that level, and those levels are part of a large Europe's interconnection network.

Since the measurement results and their analysis showed that in the transmission power system the flicker values were higher than the permitted limits and the harmonic distortion values were increased, exactly these parameters represent a significant influence on the network safety and on the legal restriction of the negative impact of the customer's facilities.

In order to compare the measured values of the voltage quality parameters, it is necessary to carry out the normalization. Thus, different measuring points can be compared (benchmarked) over the standard rather than individual disturbance. The maximum value of

parameter B is 2, while the minimum value may be less than -2, since the disturbance may be multiple of the allowable value. Based on the amount of benchmarking parameter B according to the facility type, it was determined that the power quality of Croatian transmission network is generally high, very high at 400 kV and 110 kV lines, normal in railway facilities and at 220 kV lines and very poor in the ironworks facility.

The problem of resolving the power quality problems at the transmission level is not only a technical or an economic problem. As transmission network users are big consumers, who are subjects of great importance for the functioning of the Croatian economy as a whole (for example railways, industry, etc.), certain measures are not feasible (i.e. disconnecting the user from the network).

The intention was to design the algorithm in a way that all network users can be satisfied with the purchased goods (electricity). Therefore, the voltage quality parameters are observed through the prism of cost-effective solution of the network users' problems, rather than the safety of the system operation (outages, failures and their prevention).

If we observe the power company, there is a high possibility of complaints about the poor quality energy supply. Also, one source of disturbance can cause a dozen dissatisfied customers, which can create a huge cost to the operator. Therefore, it is necessary to develop a model that will simultaneously penalize the network user whose facility is causing disturbance, compensate customers who do not receive the electricity of the standard quality, and encourage network users to install equipment that mitigates the voltage quality parameters. So far, no fines and incentive systems have been defined in the Republic of Croatia, however, this is something that will inevitably follow given the complexity of the electricity system.

Initially, it was necessary to calculate the required power of the device to mitigate the values of the voltage quality parameters, in order to maintain these values within the limits in every network node, and the cost of investing in such a device.

Based on this calculation, a proposal for a system of penalties, incentives and compensation was formed, which should be implemented to encourage all network users to reduce the potentially negative impact of their facilities on the supplied voltage quality.

The algorithm for solving the problem of poor voltage quality at the transmission level was designed in such a way that it would be in everyone's interest to maintain the voltage quality as high as possible. The algorithm defines when the system operator is obliged to compensate a network user, when a network user is required to pay a penalty, and when a network user has the right to request incentives to improve the voltage quality condition by installing devices to reduce the voltage quality disturbance.

The proposed algorithm follows the course of events from the detection of voltage quality problems to the decision on punishment, payment of incentives or compensation, and is verified by real-life examples from the transmission network.

The following possible situations were confirmed using the algorithm:

- the system operator pays the real compensation to the network user, and repairs the network condition,
- the system operator charges a minimum penalty to the network user causing the disturbance (if the disturbance does not affect other users),
- the system operator has to pay compensation to one or more network users, and at the same time charge a penalty to another user who is the source of the disturbance (with or without paying an incentive for mitigation device to the network user).

It can also occur that the system operator does not respond, because the disturbance is in the network user's facility and does not spread any further. In addition, there is a situation where the problem, for its characteristics, is not solved with this algorithm, but the system operator takes the necessary measures to preserve the system stability.

In conclusion, the Voltage Quality Problem Solving Algorithm designed in the dissertation can act in a long-term as an effective means for improving voltage quality at the transmission level. This stimulates efficient work of the system operator responsible for the transmission system management and secures electricity supply to the users of the transmission system – which includes subjects of great importance for the functioning of the Croatian economy as a whole.

Keywords: power quality, voltage quality, transmission network, harmonic distortion, flicker, algorithm

Sadržaj

1. Uvod.....	1
2. Dosadašnja istraživanja.....	3
3. Norme i pravila koji definiraju kakvoću električne energije na prijenosnoj razini.....	11
3.1 Međunarodne norme.....	11
3.1.1 IEC norme	11
3.1.2 IEEE norme	15
3.1.3 Europska norma.....	16
3.2 Hrvatski propisi za kakvoću električne energije.....	16
4. Benchmarking kakvoće napona u Europi.....	21
4.1 Kakvoća napona u europskim zemljama	21
4.2 Kakvoća napona u hrvatskom prijenosnom sustavu.....	26
4.2.1 Dozvoljene vrijednosti odstupanja	27
4.2.2 Rezultati mjerenja	29
4.2.3 Ovisnost THD o opterećenju transformatora i godini proizvodnje.....	56
4.2.4 Ovisnost THD o godišnjim dobima	58
4.2.5 Usporedba kakvoće električne energije na različitim čvorištima mreže.....	60
4.2.6 Važnost utjecaja pojedinog parametra na mrežu.....	62
5. Uzroci i načini rješavanja problema loše kakvoće napona	65
5.1 Harmonici	65
5.1.1 Osnovno o harmonicima	65
5.1.2 Uzroci pojave harmonika	67
5.1.3 Rješavanje problema harmonika	71
5.2 Flikeri.....	76
5.2.1 Osnovno o flikerima.....	76
5.2.2 Uroci pojave flikera.....	78

5.2.3	Elektrolučne peći.....	78
5.2.4	Rješavanje problema flikera.....	80
6.	Ekonomski pristup rješavanju problema kakvoće napona.....	85
6.1	Ugovor o kakvoći napona.....	86
6.2	Cijena uređaja za smanjenje harmoničkog izobličenja i flikera.....	89
6.2.1	Procjena potrebne veličine uređaja.....	92
6.3	Proračun sustava kazni, obeštećenja i poticaja.....	95
6.3.1	Metode ocjene investicijskih mogućnosti.....	95
6.3.2	Izračuni godišnjih tokova novca.....	97
6.3.3	Proračun kazne pri prekoračenju dozvoljenih vrijednosti flikera i harmonika.....	102
6.3.4	Procjena iznosa obeštećenja.....	108
6.3.5	Procjena iznosa poticaja.....	114
7.	Algoritam rješavanja problema kakvoće električne energije na prijenosnoj razini.....	117
7.1	Primjeri verificiranja algoritma.....	121
7.1.1	Primjedba korisnika mreže s poteškoćama rada vlastitog postrojenja, uzrokovanog drugim korisnikom.....	121
7.1.2	Primjedba korisnika mreže koji je ujedno i izvor smetnje.....	122
7.1.3	Pritužba korisnika mreže na kakvoću napona, bez vidljive pojave u mreži	124
7.1.4	Pritužba korisnika mreže koja se ne rješava ovim algoritmom.....	124
7.2	Pseudokod rješavanja problema kakvoće električne energije na prijenosnoj razini.....	126
8.	Zaključak.....	135
	Popis slika.....	139
	Popis tablica.....	143
	Literatura.....	145
	Životopis.....	151
	Biography.....	155

1. Uvod

Živimo u vrijeme kada izbor svakog proizvoda, pa tako i električne energije, mora biti raznovrstan da bi bio što privlačniji kupcu. Prije liberalizacije tržišta električnom energijom izbor nije postojao te se tek krajem 20. i početkom 21. stoljeća ustroj elektroprivrede prilagodio novom ustroju gospodarstva koji se temelji na ekonomiji slobodnog tržišta.

Dok je nekad život bez električne energije bio prihvatljiv, a tzv. „redukcije struje“ svakodnevica, danas električna energija mora biti pouzdana (dostupna u trenutku potrebe), raspoloživa (dostupna u dovoljnoj količini) i određene kakvoće (odgovarajućih značajki).

Pojam „kakvoća električne energije“ je relativno nov i teško ga je jednoznačno definirati. Naime, pojam kakvoće napona (predstavljen jedino tehničkim parametrima koje je moguće mjeriti) se često u literaturi miješa s pojmom kakvoće električne energije (engl. *power quality*), iako kakvoća napona predstavlja samo o jedan aspekt kakvoće opskrbe električnom energijom. Druga dva aspekta su kakvoća usluga (pružanje informacija kupcu) te pouzdanost opskrbe.

Kakvoća napona je bitna i radi ekonomskih i radi tehničkih razloga, budući da sve više krajnjih korisnika mreže posjeduje opremu osjetljivu na promjene opskrbnog napona. Sami krajnji korisnici također mogu biti uzrok smetnji te utjecati na optimalan rad opreme ostalih korisnika mreže.

Ako se na distribucijskoj razini elektroenergetske mreže pojavi korisnik koji uzrokuje smetnje, jedno od mogućih rješenja za izbjegavanje onečišćenja mreže je isključivanje dotičnog korisnika. Na prijenosnoj razini, gdje su krajnji korisnici distribucijski sustavi, željeznice, željezare ili valjaonice metala, to nije moguće.

Budući da poremećaji ili niska kakvoća napona može uzrokovati velike štete, potrebno je iznaći tehničko ili ekonomsko rješenje odnosno kombinaciju ta dva rješenja, tako da se istovremeno s jedne strane zadovolje svi korisnici mreže, a s druge strane operator prijenosnog sustava.

2. Dosadašnja istraživanja

Činjenica da je kakvoća električne energije u zadnje vrijeme postala bitan čimbenik, ne znači da nije bila bitna i ranije. Prvi puta se spominje u članku iz 1968. [1], vezano za potrebe elektroničke opreme u američkoj mornarici, a ubrzo se pojavljuje i pojam kakvoće napona [2]. Članak iz 1979. [3], koji se bavi pojačanom osjetljivošću na naponske poremećaje, smatra se začetnikom korištenja pojma kakvoće električne energije kakvog znamo danas.

Postavlja se pitanje – ako se za probleme znalo od 70-ih godina prošlog stoljeća, zašto se kakvoćom električne energije počelo intenzivnije baviti tek drugom polovicom 90-ih godina? Za to postoji nekoliko objašnjenja:

- Oprema je osjetljivija na naponske poremećaje
Elektronička oprema i oprema energetske elektronike puno je osjetljivija danas nego što je bila prije 10-20 godina. Tvrtke su, osim toga, postale osjetljivije na gubitke u proizvodnji i vremenski i novčano, tako da će prekid napajanja uzrokovati žalbe, iako možda nije bilo direktne štete uzrokovane prekidom.
- Oprema izaziva naponske poremećaje
Moderna elektronička oprema nije samo osjetljiva na poremećaje, nego ih i sama generira. Frekvencijski regulirani elektromotorni pogoni, ispravljači i invertori izazivaju harmonička izobličenja struje i napona. Iako pojedini uređaj ne može uzrokovati značajniji porast harmoničkog izobličenja, radi količine tih tzv. nelinearnih tereta, ukupno izobličenje može utjecati na valni oblik opskrbnog napona.
- Potreba za normizacijom i kriteriji učinka
Deregulacija tržišta električnom energijom dovela je do situacije da se električna energija smatra robom u tržišnom smislu riječi. Dakle, roba koja mora biti određenih karakteristika, koje se moraju mjeriti, predvidjeti, garantirati odnosno poboljšati. Otvorena konkurencija dodatno komplicira situaciju, jer kupac slobodno kupuje električnu energiju na tržištu. Postavlja se pitanje tko snosi odgovornost za kakvoću isporučene energije - proizvođač ili operator prijenosnog odnosno distribucijskog sustava? Pouzdanost i kakvoću treba dobro definirati, jednako kao i pravno-ekonomske odnose između sudionika na tržištu.

- Opskrba električnom energijom je bolja, a kakvoća električne energije raste
U industrijaliziranim zemljama dugi prekidi opskrbe električnom energijom postali su rijetkost pa se u daljnjem razvoju elektroenergetskog sustava počelo više paziti na kakvoću samog proizvoda – električne energije.
- Kakvoća napona može se mjeriti
Možda najbitniji razlog zanimanja za kakvoću napona je spoznaja da se parametri mogu mjeriti. Dok su nekad mjerenja bila ograničena na iznos napona, njegovu frekvenciju i trajanje dugih prekida opskrbe, danas skoro da ne postoji parametar koji se modernim uređajem za praćenje kakvoće napona ne može izmjeriti: harmonička izobličenja, valni oblici struje i napona, propadi i izdignuća napona, nesimetrije, brze promjena napona itd.

Poduzeto je sve što se moglo poduzeti da se isporuči električna energija što je moguće bolje kakvoće. Ali što ako to nije dovoljno?

U svijetu se provodi dosta istraživanja o kakvoći napona, međutim, većina ih se odnosi na distribucijsku mrežu. Na prijenosnoj razini nalaze se kupci koji su bitni za gospodarstvo (željezare, valjaonice metala, željeznica) pa se zato problemi kakvoće električne energije s njima najčešće rješavaju ekonomskim putem – potpisivanjem posebnih ugovora i/ili pisanjem posebnih normi za prijenosnu razinu [4] – [5].

U nastavku svjetskih istraživanja, dio se odnosi na analize ekonomske procjene kakvoće električne energije ili kakvoće napona [6] – [13], a dio pojašnjava potrebu za mjerenjima i tumačenje rezultata [14] – [21], dok se dio bavi načinima poboljšanja kakvoće napona [22] – [23].

Osim očitog tehničkog interesa za dobro funkcioniranje sustava, drugi najveći interes za kakvoćom napona je novac. Naime, troškovi povezani s ispadima ili propadima napona mogu biti ogromni [6], a dijele se na tri kategorije:

- Proizvodni troškovi – gubitak proizvodnje ili materijala, proizvodnog kapaciteta i dr.
- Gubici radi nezaposlenosti radnika, prekovremenih sati, popravaka i sl.
- Dodatni troškovi u vidu oštećene opreme, kašnjenja u isporuci i sl.

Zbog raznih pristupa rješavanja problema kakvoće, razvijaju se i razne metodologije za procjenu troškova [7].

Osnovna je Pirjo Heine metoda, kod koje je ukupni trošak jednak umnošku učestalosti naponskog propada, broja kupaca i troška po propadu:

$$C_{uk} = V \cdot N \cdot C \quad (1)$$

gdje je

C_{uk} – ukupni trošak

V – frekvencija naponskih propada

N – broj kupaca zahvaćenih propadom

C – trošak po pojedinom propadu.

Prema Quiaia i Tosato metodi ukupni trošak je:

$$C_{uk} = C_{LP,D} + C_{LP,R} + C_{WM} + C_{IP} + C_{DE} + C_{EM} - S_M - S_E \quad (2)$$

gdje je

$C_{LP,D}$ – cijena izgubljene proizvodnje tijekom smetnji napajanja

$C_{LP,R}$ - cijena izgubljene proizvodnje tijekom vremena ponovnog starta

C_{WM} – cijena propalog materijala

C_{IP} – cijena nesavršenog proizvoda

C_{DE} – cijena oštećene opreme

C_{EM} – cijena dodatnog održavanja

S_M – ušteda sirovina

S_E – ušteda na nepotrošenoj energiji.

Obje metode u potpunosti zanemaruju dubinu propada, tako da su rezultati nerealni.

Lee, Albu i Heydt metoda kvantificira kakvoću napona za svako trajanje propada, dobivajući na taj način krivulje osjetljivosti uređaja na naponski propad. Proračun se sastoji od primjene dvaju pokazatelja – indeksa prosječnog pada opterećenja i cijene prosječnog pada opterećenja. Iako je ova metoda točnija, vrlo je nepraktična jer je za svaki pojedini element potrebno imati krivulju osjetljivosti.

McGranaghan i Roettger metoda procjene troškova provodi se u 4 koraka:

1. Karakterizacija kakvoće električne energije sustava (najčešće učestalost naponskih propada i kratkotrajnih prekida)
2. Procjena troškova radi variranja kakvoće (gubici vezani za proizvodnju, gubici vezani za radnike, dodatni troškovi)
3. Karakterizacija cijene i učinkovitosti mogućih rješenja pri čemu se promatraju četiri opcije:
 - Modifikacija opskrbe opremom koja utječe na više kupaca
 - Pomoćni sustav koji koristi samo jednom kupcu
 - Poboljšanje kakvoće na mjestu
 - Specifikacija i dizajniranje opreme
4. Provođenje usporedne ekonomske analize na način da se prvo izračunaju ukupni troškovi za pojedino rješenje. Godišnji trošak predstavlja troškove radi variranja kakvoće i implementacijskih troškova određenog rješenja.

Problem ove metode je što ne postoji pojašnjenje kako izračunati razne zahtijevane parametre.

Jedna od najčešće korištenih metoda je WTP-WTA metoda (engl. *willingness to pay* - spremnost plaćanja, engl. *willingness to accept* - spremnost prihvaćanja), koja se bazira na indirektnoj procjeni troškova. Kod WTP metode kupac određuje koliko je spreman platiti da bi izbjegao naponske propade ili kratkotrajne prekide. Kod WTA metode kupac je spreman prihvatiti kompenzaciju ukoliko dođe do prekida. Ovo su korisne metode pogotovo kod kupaca kod kojih je teško procijeniti troškove prekida.

Ponekad je najlakše probati kopirati neki drugi sustav i preuzeti njegov model rješavanja problema. To često nije moguće, ili radi različitih tehničkih rješenja, ili radi drukčijih zakona. Recimo, u Europi su prijenosne mreže većinom u vlasništvu iste tvrtke koja je i operator te se granice prijenosne mreže podudaraju s državnim granicom, dok u Americi regionalni operator prijenosnog sustava (RTO) kontrolira rad sustava i izvan državnih granica.

Određivanje posebnih normi za kakvoću također se razlikuje i po naponskim razinama i po državama. U [4] se vidi da se u Nizozemskoj ne prati kakvoća napona, nego kakvoća opskrbe.

Glavni indikatori pouzdanosti su SAIDI (engl. *System Average Interruption Duration Index* – srednje trajanje prekida napajanja sustava), CAIDI (engl. *Customer Average Interruption Duration Index* – srednje trajanje prekida napajanja potrošača) i SAIFI (engl. *System Average Interruption Frequency Index* – srednja učestalost prekida napajanja sustava), koji su temeljeni na dugim prekidima napajanja. Ukoliko regulator primijeti da je prijeđena granica dozvoljenih vrijednosti, operator prijenosne mreže može biti kažnjen s kaznom u iznosu 10% ostvarenog prihoda, a u slučaju manjeg poremećaja kaznom do 450.000 € ili 1 % prihoda.

U Velikoj Britaniji se u distribucijskoj mreži koriste indikatori SAIFI, SAIDI te „broj kupaca s ponovnim ispadom“ za duge prekide i „broj kupaca isključenih kratkim prekidom“ za kratkotrajne prekide. Na prijenosnoj razini indikator kakvoće električne energije je neisporučena energija. Ne postoji neovisni nadzor, pa time ni pravilnik o kaznama.

Indikatori kakvoće električne energije u Francuskoj su učestalost prekida i ekvivalent trajanju prekida. Bazirani su na broju napojnih točaka i prosječnoj godišnjoj snazi, dok su u Britaniji i Nizozemskoj bazirani na broju kupaca. Prema ugovoru između operatora prijenosne mreže i kupca prate se odvojeno kratkotrajni i dugotrajni prekidi, a granica je postavljena na 3 minute. Prate se i naponski propadi, ali također ne postoji neovisni nadzor.

U tim državama postoji i regulacija novčane kompenzacije.

U Nizozemskoj je reguliranje kakvoće električne energije temeljeno Zakonom o električnoj energiji, dok su zahtjevi na kakvoću definirani posebnim regulatornim dokumentom. Kompenzacija je određena sljedećem principom:

- nema naknade za planirana isključenja i za popravke unutar određenog vremena (dozvoljeno vrijeme popravka je 4 sata za sve naponske razine)
- kompenzacija je fiksni iznos vezan za vrijednost neisporučene energije
- kompenzacija se postepeno povećava trajanjem prekida
- za naponske razine iznad 20kV kompenzacija je temeljena na prijenosnoj moći (u kW)
- kompenzaciju plaća operator one mreže u kojoj se dogodio kvar.

Reguliranje kakvoće električne energije u Velikoj Britaniji određeno je nizom pravila i normi. Mrežna pravila pojašnjavaju koje razine kakvoće treba osigurati mrežni operator, a tiču

se promjena frekvencije, naponskih promjena prema naponskim razinama, harmonika, nesimetrijom i naponskih promjena (skokovite promjene i treperenje napona - flikeri). Norma o sigurnosti i kakvoći opskrbe [24] određuje zahtjeve na sučelje između prijenosne i distribucijske mreže. Zahtjevi uključuju napon, stabilnost sustava i uvjete preopterećenja u normalnim pogonskim uvjetima i pri poremećaju u prijenosnoj mreži. *Uvjeti priključenja i korištenja mreže* [25] pojašnjavaju prava i obveze korisnika mreže, kojim se određuje da operator prijenosne mreže ima pravo isključiti korisnika ukoliko nije ispunio ugovorene zahtjeve.

Kompenzacijska regulacija je određena normama koje određuje regulator sustava.

Temelj svake regulacije kakvoće električne energije u Francuskoj je *Odredba 2003-588* [26], koja se sastoji od općih tehničkih uvjeta koji se tiču izvedbe i rada postrojenja vezanog na prijenosnu mrežu. Regulacija kompenzacije kupcima priključenim na prijenosnu mrežu definirana je *Općim uvjetima za priključenje* [27]. Njima su određene maksimalne dozvoljene vrijednosti promjena napona, flikera i nesimetrije te su definirani pragovi dozvoljenih prekida. Oni se izračunavaju temeljem četverogodišnjih prosjeka za iduće 3 godine. U najboljem slučaju dozvoljen je jedan dugi i jedan kratki ispad, a u najgorem 5 kratkih i 5 dugih ispada godišnje. Kupac ima pravo tražiti mjerenja vrlo kratkih prekida ($<1s$) i naponskih propada te informiranje o njima, međutim, ta usluga se plaća po godini i po mjestu nadzora. Druga dodatna usluga je iznalaženje rješenja ukoliko su se mjerenjem ustanovili naponski propadi. Operator prijenosnog sustava daje tehnički i financijski prijedlog potrebne modifikacije za poboljšanje prijenosne mreže i predviđeno poboljšanje kakvoće električne energije kod kupca. Ukoliko kupac pristane, on će podmiriti troškove radova, ali se operator sustava obvezuje na nove uvjete glede kakvoće napona.

Operator prijenosnog sustava dužan je obešteti kupca ukoliko:

- planirano isključenje traje dulje od predviđenog ili kupac o njemu nije pravovremeno obaviješten
- nisu ispoštovane obveze operatora sustava i došlo je do prekida napajanja
- je za ispad kriv sam operator prijenosnog sustava.

Budući da je problem kakvoće električne energije bitan svim korisnicima mreže, osnivano je nekoliko radnih skupina koje se bave pitanjima kategorizacije poremećaja u mreži.

Na nalog European Copper Institute grupa autora [5] je izradila studiju o „premium“ ugovorima za kakvoću električne energije i njenom označavanju. Europski autori tražili su uniformno rješenje za ugovor za kakvoću električne energije, iz iskustava europskih te južno- i sjevernoameričkih zemalja. Zaključeno je da tehničke norme (IEC ili IEEE) nisu prikladne za određivanje broja propada i prekida, budući da ih se ne može definirati na način da svi korisnici mreže budu zadovoljni i da povijesni podaci o ponašanju sustava budu uzeti u obzir pri sklapanju ugovora u kontekstu obaveze prema kupcu.

Osnova svake ekonomske procjene je podatak o kakvoći napona, kojeg treba izmjeriti. Na prijenosnoj naponskoj razini se obračunska mjerna mjesta opremaju uređajima za trajni nadzor parametara kakvoće napona. Kako se radi o velikom broju mjernih mjesta pa stoga i o velikom financijskom izdatku, pokušava se optimirati broj uređaja [17] i [18] u svrhu smanjivanja troškova uz zadržavanje jednake učinkovitosti sustava. Kako su današnji mjerni instrumenti sposobni izmjeriti ili iz izmjerenih podataka izračunati sve parametre kakvoće napona, postavlja se pitanje – kako odrediti koji su parametri bitni?

Jednom kad se uređaji ugrade, praćenjem izmjerenih podataka može se pratiti stanje mreže i uočiti tehničke nedostatke, mogu se odrediti granične vrijednosti parametara koje odgovaraju stvarnom stanju mreže te se može pomoći regulaciji kakvoće električne energije [19] – [21]. Pretpostavka je da će se trajnim nadzorom parametara kakvoće električne energije potaknuti na intervencije tehničkim rješenjima u svrhu poboljšanja pouzdanosti sustava, poboljšanog održavanja elektroenergetskog sustava i poboljšanja kakvoće napona [10]. Time korist od praćenja parametara postaje višestruka [14]:

- smanjuju se dodatni gubici u prijenosnoj mreži, uglavnom smanjenjem razine viših harmonika
- osigurava se uredan rad opreme, bez poteškoća vezanih za lošu kakvoću napona
- smanjuju se troškovi redovnog i korektivnog održavanja
- povećava se životni vijek opreme, uglavnom smanjenjem prenapona
- povećava se učinkovitost opreme
- smanjuje se cijena proizvodnje i prijenosa električne energije

- smanjuje se tok jalove snage
- smanjuju se štete kod kupaca uzrokovane naponskim promjenama, propadima i kratkotrajnim ispadima.

Da bi podaci koje prikupljamo bili upotrebljivi i usporedivi sa normiranim vrijednostima, potrebno je odabrati ispravnu tehniku uzorkovanja [15]. Dolazi i do problema prikaza rezultata, neki poremećaji imaju dnevne varijacije, neki sezonske. Pojedine rezultate je praktično prikazati tabelarno, poneke grafički, a poneke u frekvencijskom spektru. Konačni problem je tumačenje rezultata i prepoznavanje uzroka pojedinog poremećaja. Za to je potrebno dobro poznavanje konfiguracije sustava, kako bi se (osim samog prepoznavanja problema) moglo pomoći u određivanju tehnički i ekonomski prihvatljivog korektivnog rješenja [11]-[12] i [22]-[23].

3. Norme i pravila koji definiraju kakvoću električne energije na prijenosnoj razini

Velik broj normi i propisa odnosi se na kakvoću parametara električne energije, međutim, većina njih odnosi se na definiranje kakvoće električne energije na niskonaponskim i srednjenaponskim mrežama. Tu se prvenstveno radi o europskoj normi EN 50160:2010 *Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*, koja definira osnovne pojmove i značajke napona u javnim razdjelnim mrežama, a ne razine elektromagnetske kompatibilnosti ili granice emisije [28], IEC 61000-2-2: *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-2: Environment – Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems*, koja navodi razine kompatibilnosti za elektromagnetske smetnje koje se mogu očekivati u javnim razdjelnim mrežama niskog napona [29] i IEC 61000-3-4 *Limitation of emission of harmonic currents in low voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16A*, koja definira granice harmoničkih struja koje oprema priključena na javnu niskonaponsku razdjelnu mrežu smije emitirati [30].

Problem je što norme koje se odnose na kakvoću parametara električne energije na visokonaponskoj razini većinom definiraju metodologiju mjerenja, analiza i način rada instrumenata, a samo poneke daju granične vrijednosti parametara kakvoće napona.

3.1 Međunarodne norme

3.1.1 IEC norme

IEC (International Electrotechnical Commission) je međunarodna organizacija za normizaciju, koja priprema i objavljuje međunarodne norme za sve električke, elektroničke i njima srodne tehnologije. IEC norme postaju važeće tek kada ih određena država preuzme u izvornom ili izmijenjenom obliku. U Republici Hrvatskoj je za to nadležan Državni zavod za normizaciju, a norme koje su od dotičnog zavoda prihvaćene, ispred naziva norme imaju oznaku HRN.

IEC norme koje se odnose na kakvoću parametara električne energije grupirane su na sljedeći način:

- 61000-1-X – Definicije i metodologija
- 61000-2-X – Okolina (na pr. 61000-2-4 daje razine kompatibilnosti za industrijske pogone)
- 61000-3-X – Granične vrijednosti (na pr. 61000-3-4 daje granične vrijednosti harmoničkih emisija)
- 61000-4-X – Ispitivanje i mjerenja (na pr. 61000-4-30 opisuje mjerenja kakvoće električne energije)
- 61000-5-X – Ugradnja i zaštita
- 61000-6-X – Opće norme za sigurnost i emisiju.

Norme vezane za elektromagnetsku kompatibilnost određuju razine smetnji koje oprema potrošača može generirati te koje može podnijeti bez oštećenja ili gubitka funkcija (razine kompatibilnosti).

Sljedeće norme i preporuke bitne su za određivanje i mjerenje kakvoće električne energije na prijenosnoj naponskoj razini:

- *IEC/TR3 61000-2-1 (1990): Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2: Environment - Section 1: Electromagnetic environment for low-frequency conducted disturbances and signalling in public power supply systems* [31]

Norma je preuzeta kao HRN, ali nije prevedena.

Daje pregled osnovnih vrsta smetnji koje se mogu očekivati u javnim razdjelnim mrežama: harmonici, međuharmonici, brze promjene napona, propadi napona i kratkotrajni prekidi, nesimetričnost napona, prijenos signala, promjene frekvencije, istosmjerni komponenta.

- *IEC/TR2 61000-2-5 (1995): Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2: Environment - Section 5: Classification of electromagnetic environment* [32]

U ovom dokumentu su definirani razredi u koje su razvrstani osnovni tipovi elektromagnetskih okoliša. Zamišljen je kao polazna osnova za definiranje razina elektromagnetske kompatibilnosti i otpornosti za opremu i sustave.

- *IEC 61000-2-8 (2002): Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-8: Environment - Voltage dips and short interruptions on public power supply systems with statistical measurement results* [33]

Ovdje su opisane pojave propada napona i kratkotrajnih prekida, njihovi izvori, utjecaji, mjere za njihovo otklanjanje ili ublažavanje, mjerni postupci te rezultati dosadašnjih praćenja u mrežama diljem svijeta. Razmatraju se prvenstveno kao pojave promatrane u javnim razdjelnim mrežama, a koje imaju utjecaj na električna trošila koja se iz tih mreža napajaju električnom energijom.

- *IEC 61000-3-6 (1996): Electromagnetic compatibility (EMC), Part 3: Limits, Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems [34]*

Ova norma daje smjernice operatorima sustava za procjenu utjecaja postrojenja korisnika mreže na harmoničko izobličenje napona u elektroenergetskoj mreži na koju se priključuju (srednjenaponska i visokonaponska razina). Najviše se bavi harmoničkim izobličenjem napona, iako se daju i indikativne vrijednosti za granice strujnih harmonika.

- *IEC 61000-3-7 (2008): Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems [35]*

Odnosi se na trošila i generatore koji proizvode naponska treperenja (flikere) i/ili brze promjene napona. Upućuje kako raspodijeliti kapacitet sustava da apsorbira smetnje, ali ne objašnjava kako smetnje smanjiti ni kako povećati kapacitet sustava. Daje dozvoljene granice treperenja napona (flikera).

- *IEC 61000-4-7 (2002): Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto [36]*

Primjenjuje se na mjernu opremu i postupke mjerenja spektralnih sastavnica u frekvencijskom opsegu do 9 kHz, superponiranih osnovnom harmoniku, u sustavima napajanja mrežne frekvencije 50 Hz, odnosno 60 Hz.

Definirana je mjerna oprema namijenjena ispitivanju pojedinih vrsta uređaja, u skladu s odredbama za granice njihovih emisija harmoničkih struja, kao i za mjerenje harmoničkih napona i struja u razdjelnim mrežama.

- *IEC 61000-4-15 (2003): Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measurement techniques - Section 15: Flickermeter - Functional and design specifications [37]*

U ovoj normi je opisana građa i način rada instrumenta za odmjerenje treperenja napona (flikera). Instrument načinjen u skladu s ovim preporukama, za zabilježeni valni oblik brze promjene napona, simulira odziv ljudskog oka i mozga na svjetlosni podražaj kojeg stvara svjetiljka, na koju je narinut takav promjenljivi napon.

Opisan je i postupak odmjerenja jakosti treperenja primjenom instrumenta koji zadovoljava uvjete iz ove norme.

- *IEC 61000-4-30 (2015): Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods [38]*

Definira postupke za mjerenje, analizu i prikaz rezultata mjerenja parametara kakvoće električne energije u razdjelnim mrežama nazivne frekvencije 50 (60 Hz). Razmatraju se sljedeći parametri kakvoće: frekvencija osnovnog harmonika, efektivna vrijednost napona, treperenje, kratkotrajni propadi i prenaponi, prekidi opskrbe, tranzijenti, nesimetričnost napona, harmonici napona i struje, mrežni signali i brze promjene napona. Ovisno o svrsi mjerenja, određuje se koji se parametri mjere.

Za različite vrste i svrhe mjerenja i praćenja parametara kakvoće električne energije navode se tehnički zahtjevi za mjerne instrumente, ali ne i njihova izvedba.

Kako je već prije spomenuto, većina normi definira metodologiju mjerenja, analiza, način rada instrumenata, a u normama IEC 61000-3-6:1996 i IEC 61000-3-7:2008 određene su granične vrijednosti parametara kakvoće napona. Vrijednosti planiranih razina harmonika i flikera u visokonaponskim energetske sustavima, te ukupnog harmoničkog izobličenja THD (engl. *Total Harmonic Distortion*) dane su u tablicama 1 i 2.

Tablica 1. Planirane razine harmonika u visokonaponskim energetskim sustavima prema IEC 61000-3-6:1996

Neparni harmonici, djeljivi s 3		Neparni harmonici, nisu djeljivi s 3		Parni harmonici	
Red harmonika	Harmonički napon (%)	Red harmonika	Harmonički napon (%)	Red harmonika	Harmonički napon (%)
3	2	5	2	2	1,5
9	1	7	2	4	1
15	0,3	11	1,5	6	0,5
21	0,2	13	1,5	8	0,4
>21	0,2	17	1	10	0,4
		19	1	12	0,2
		23	0,7	>12	0,2
		25	0,7		
		>25	$0,2+0,5 \cdot (25/h)$		
THD 3% za napon do 230kV i 1,5% za napone iznad 230 kV					

Tablica 2. Planirane razine flikera za napone iznad 35 kV prema IEC 61000-3-7:2008

Parametar	> 35 kV
kratkotrajni flikeri - P_{st}	0,8
dugotrajni flikeri - P_{lt}	0,6

3.1.2 IEEE norme

IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers – Institut inženjera elektrotehnike i elektronike) je međunarodna stručna udruga koja unaprjeđuje teorijska i praktična znanja u području elektrotehnike i računarstva, a trenutno ima više od 800 važećih normi.

Sljedeće norme bitne su za postupanje prilikom mjerenja kakvoće električne energije i nadzor nad harmonicima na prijenosnoj naponskoj razini:

- *IEEE Std 1159-1995: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality* [39]

Ova norma daje praktične preporuke za planiranje, pripremu i provedbu praćenja značajki kakvoće električne energije, ne samo u razdjelnoj mreži i na mjestu predaje, nego i u postrojenjima potrošača.

Definirani su pojmovi, elektromagnetske pojave i njihov utjecaj na određene vrste opreme. Opisani su također i mjerni uređaji i postupci te način obrade i prikazivanja rezultata.

- *IEEE 519-1992 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems* [40]

Početno je ova norma bila predviđena za određivanje prihvatljive razine naponskog izobličenja u razdjelnoj mreži. Povećanjem udjela nelinearnih tereta, pojavila se potreba za doradivanjem norme da bi se pojasnila veza naponskih harmonika sa strujnim.

Dorađena norma sada daje granične vrijednosti za harmoničke struje i napone za sve naponske razine razdjelnih mreža, međutim, granice definira u odnosu na maksimalnu struju tereta te u ovisnosti o struji kratkog spoja na mjestu priključka potrošača.

3.1.3 Europska norma

Sljedeća europska norma bitna je za određivanje razina parametara kakvoće električne energije na prijenosnoj naponskoj razini:

- *EN 50160:2010 Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks* [28]

Norma daje pregled svih poremećaja kakvoće napona i postavlja granične ili indikativne vrijednosti za većinu njih. Iako predviđena za distribucijske mreže, dosta operatora sustava je preuzelo normu, djelomično ili u cijelosti i za prijenosnu razinu.

3.2 Hrvatski propisi za kakvoću električne energije

U Hrvatskoj je jedino norma EN 50160:2010 prihvaćena kao strana norma u izvorniku (HRN EN 50160:2012) [41], kako za distribucijsku razinu elektroenergetskog sustava, tako i za prijenosnu razinu, temeljem *Uvjeta kvalitete opskrbe električnom energijom* (NN37/17) [42]. Na prijenosnoj razini se kakvoća električne energije određuje kroz *Opće uvjete za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom* (NN 85/15) [43] i *Mrežna pravila prijenosnog sustava* (NN 67/17) [44]:

- *Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN 85/15)*

Ovaj dokument definira kakvoću opskrbe električnom energijom kao kakvoću napona, pouzdanost napajanja i kakvoću usluga korisnicima mreže na mjestu preuzimanja odnosno predaje električne energije, dok je kakvoća napona definirana kao stalnost fizikalnih značajki napona u odnosu na normirane vrijednosti (efektivna vrijednost, frekvencija, valni oblik, simetričnost faznih vrijednosti napona i dr.).

U poglavlju IV. *Obveze i odgovornosti energetske subjekata i korisnika mreže*, članak 14. stavak 2 određuje: „Operator sustava dužan je trajno održavati i poboljšavati razinu kvalitete opskrbe električnom energijom na mjestu preuzimanja i/ili predaje električne energije, u skladu s propisima kojima se uređuje kvaliteta opskrbe električnom energijom.”

Članak 24. poglavlja *Postrojenja i instalacije korisnika mreže* odnosi se na pravo operatora sustava da vlastitu razdjelnu mrežu održi što je moguće s manje poremećaja:

(1) Korisnik mreže odgovoran je za sigurnost, pogon i tehničku ispravnost svojih postrojenja i instalacija te usklađenost djelovanja njegovih zaštitnih uređaja sa zaštitnim uređajima u mreži.

(2) Ako operator sustava utvrdi neispravnost unutrašnjeg dijela priključka koja bi mogla dovesti do opasnosti za život i zdravlje ljudi i/ili oštećenja imovine i/ili štetnog utjecaja na okoliš, dužan je o tome pisanim putem obavijestiti korisnika mreže u čijem je vlasništvu unutrašnji dio priključka i odrediti mu primjeren rok za otklanjanje utvrđene neispravnosti, u skladu s mrežnim pravilima operatora sustava.

(3) Ako korisnik mreže u ostavljenom roku ne dovede unutrašnji dio priključka u ispravno stanje, operator sustava će mu privremeno obustaviti isporuku električne energije i o tome obavijestiti opskrbljivača i elektroenergetskog inspektora.

- *Mrežna pravila prijenosnog sustava (NN 67/17)*

Mrežna pravila, osim što propisuju prava i obveze korisnika prijenosne mreže u svrhu pouzdanog i učinkovitog rada EES-a, utvrđuju i temeljne tehničke značajke na mjestu priključka na prijenosnu mrežu.

U njima se navodi da „svi korisnici prijenosne mreže, u okviru svojih djelatnosti, obvezni su sustavno provoditi mjere osiguranja kvalitete napona u skladu s ovim Mrežnim pravilima“ te da „u cilju osiguranja kvalitete napona propisanog normom HRN EN 50160:2012., operator prijenosnog sustava u ugovoru o korištenju prijenosne mreže utvrđuje najveće dopušteno negativno povratno djelovanje korisnika prijenosne mreže na kvalitetu napona u točki priključenja na prijenosnu mrežu“.

U poglavlju *Temeljne tehničke značajke na mjestu priključenja na prijenosnu mrežu* definiraju se temeljne tehničke značajke na mjestu priključka na prijenosnu mrežu:

1. Odstupanje frekvencije:

- Nazivna frekvencija u hrvatskom elektroenergetskom sustavu iznosi 50,00 Hz
- U normalnim pogonskim uvjetima i pri radu hrvatskog sustava u interkonekciji, frekvencija se održava u granicama od 49,95 Hz do 50,05 Hz
- U normalnim pogonskim uvjetima u izoliranom radu hrvatskog sustava, frekvencija se održava u granicama od 49,50 Hz do 50,50 Hz
- U poremećenim uvjetima pogona, frekvencija se može kretati od 47,50 Hz do 51,50 Hz

2. Odstupanje napona:

- Nazivni naponi u prijenosnoj mreži hrvatskog elektroenergetskog sustava su 400 kV, 220 kV i 110 kV
- U normalnim pogonskim uvjetima iznos napona održava se u sljedećim granicama:
 - u mreži 400 kV: $400 - 10\% + 5\% = 360-420$ kV
 - u mreži 220 kV: $220 \pm 10\% = 198-242$ kV
 - u mreži 110 kV: $110 \pm 10\% = 99-121$ kV
 - na priključku mreže 35(30) kV: $35(30) \text{ kV} \pm 10\% = 31,5(27) - 38,5(33)$ kV
- Dopuštena odstupanja od nazivnog napona u uvjetima normalnog pogona, osim za slučajeve nastale uslijed poremećaja i prekida napajanja, utvrđuju se tijekom

razdoblja od tjedan dana tako da 95% 10-minutnih prosjeka efektivnih vrijednosti napona mora biti u spomenutim granicama

- U poremećenom pogonu, iznosi napona mogu biti u sljedećim granicama:
 - u mreži 400 kV: $400 \text{ kV} \pm 15\% = 340\text{-}460 \text{ kV}$
 - u mreži 220 kV: $220 \text{ kV} \pm 15\% = 187\text{-}253 \text{ kV}$
 - u mreži 110 kV: $110 \text{ kV} \pm 15\% = 94\text{-}127 \text{ kV}$

3. Valni oblik napona:

- U normalnim pogonskim uvjetima, planirana razina ukupnog harmoničkog izobličenja napona (THD) na mjestu preuzimanja ili predaje iznosi
 - 1,5% na 400 kV i 220 kV
 - 3,0% na 110 kV.
- Navedene vrijednosti odnose se na 95% 10-minutnih prosjeka efektivnih vrijednosti napona za razdoblje od tjedan dana.
- U cilju ograničavanja kumulativnog utjecaja svih krajnjih kupaca, proizvođača ili operatora distribucijskog sustava na iznos planirane razine ukupnog harmoničkog izobličenja napona, granične vrijednosti emisije ukupnog harmoničkog izobličenja napona pojedinog krajnjeg kupca, proizvođača ili operatora distribucijskog sustava se određuju proporcionalno njegovoj priključnoj snazi. Za određivanje granične vrijednosti se primjenjuje postupak dan u IEC/TR 61000-3-6:1996.
- Planirana razina jakosti dugotrajnih treperenja napona u prijenosnoj mreži iznosi $P_{it}=1,0$. U normalnom pogonu u bilo kojem razdoblju od tjedan dana jakost dugotrajnih treperenja napona ne smije u 95% 120 minutnih intervala premašiti planiranu razinu.
- U cilju ograničavanja kumulativnog utjecaja svih krajnjih kupaca, proizvođača ili operatora distribucijskog sustava na iznos planirane razine jakosti dugotrajnih treperenja napona, granične vrijednosti jakosti dugotrajnih treperenja napona svakog pojedinog krajnjeg kupca, proizvođača ili operatora distribucijskog sustava se određuju proporcionalno njegovoj priključnoj snazi. Za određivanje granične vrijednosti se primjenjuje postupak dan u IEC/TR 61000-3-7:2008.
- Planirana razina nesimetričnosti napona u prijenosnoj mreži iznosi 1,4%. Navedena vrijednost nesimetričnosti napona odnosi se na 95% 10-minutnih prosjeka efektivnih vrijednosti inverzne komponente napona za razdoblje od tjedan dana.

- *Uvjeti kvalitete opskrbe električnom energijom (NN 37/17, 47/17, 31/18)*

Ovi Uvjeti uređuju parametre u područjima kakvoće usluga, pouzdanosti napajanja i kakvoće napona, s ciljem poticanja operatora prijenosnog sustava i distribucijskog sustava te opskrbljivača na održavanje razine općih i pojedinačnih pokazatelja kakvoće opskrbe električnom energijom što bliže minimalnim standardima kakvoće opskrbe električnom energijom.

Pokazatelj kakvoće napona je definiran kao „usklađenost izmjerenih značajki napona na mjestu preuzimanja i/ili predaje električne energije s vrijednostima navedenim u hrvatskoj normi HRN EN 50160“ i nije predviđen sustav poticanja i kažnjavanja ovisno o parametrima kakvoće napona.

S druge strane, osmišljen je sustav poticanja i kažnjavanja kojim se energetske subjekt potiče na približavanje vrijednosti općeg pokazatelja kakvoće opskrbe električnom energijom razini općeg standarda kakvoće opskrbe električnom energijom.

Predviđena je i novčana naknada koju energetske subjekt plaća pojedinom krajnjem kupcu na njegov zahtjev u slučaju kada je dokazano da pojedinačni pokazatelj kakvoće opskrbe električnom energijom nije postigao razinu zajamčenog standarda kakvoće opskrbe električnom energijom, prema parametrima pouzdanosti napajanja ili kakvoće usluga.

4. Benchmarking kakvoće napona u Europi

Prema *Leksikonu menadžmenta* [45] benchmarking je proces mjerenja i uspoređivanja tvrtkinih operacija, proizvoda i usluga s najboljima, bilo unutar tvrtkina područja djelovanja ili izvan njega. Benchmarking je postupak koji se temelji na uspoređivanju vlastitih dimenzija (procesa, proizvoda, troškova itd.) s nekom tvrtkom koja zaslužuje biti mjera vrijednosti. Potrebno je naći takvu tvrtku s kojom se može – i vrijedi – usporediti te izvesti zaključke i poruke iz spoznaja o iskustvima drugih.

Pokuša li se benchmarking provesti na području elektroenergetskih sustava, proizlazi da to nije nimalo jednostavno. Čak ni usporedba unutar jedne države nije jednostavna, a kada se govori o dvije države problemi se javljaju zbog različitih navika, normi ili tehničkih rješenja.

4.1 Kakvoća napona u europskim zemljama

Vijeće europskih energetske regulatora, CEER (Council of European Energy Regulators) redovito provodi istraživanje i analizu kakvoće opskrbe električnom energijom u svojim zemljama članicama. Rezultati se objavljuju u obliku benchmarking izvještaja, čime se olakšava pristup informacijama o kakvoći opskrbe i utjecaju regulatora na samu kakvoću. Prema zadnjem izvješću [46], u istraživanju kakvoće napona sudjelovalo je 27 zemalja (Austrija, Belgija, Bugarska, Češka, Danska, Estonija, Finska, Francuska, Grčka, Irska, Island, Italija, Latvija, Litva, Luxemburg, Malta, Mađarska, Nizozemska, Norveška, Njemačka, Poljska, Portugal, Slovačka, Slovenija, Španjolska, Švedska i Velika Britanija), a Hrvatska se spominje kao jedna od zemalja u kojoj je obavezno mjerenje parametara kakvoće električne energije. Hrvatska je, umjesto Bugarske u gornjem popisu zemalja, jedna od 27 zemalja koja je sudjelovala i u istraživanju kakvoće opskrbe električnom energijom.

Posebno poglavlje opisuje stanje kakvoće napona i vezanu regulativu za svaku pojedinu zemlju. Većina zemalja je i za prijenosnu naponsku razinu preuzela normu EN 50160:2010, neki s originalnim graničnim vrijednostima (ili integracijskim periodima), a neki s promijenjenim.

Norma EN 50160:2010 promatra period mjerenja od sedam dana, a mjerni isječak u kojem se promatraju svi parametri je 10 min, osim frekvencije koja se promatra u 10 s intervalima.

Norma propisuje granice parametara koje moraju biti zadovoljene unutar 95% perioda mjerenja, dok su u ostalih 5 % slučajeva granice parametara šire ili čak nisu propisane.

Granične vrijednosti parametara prema normi EN 50160:2010 dane su u tablici 3, dok su vrijednosti harmoničkih napona dane u tablici 4.

Tablica 3. Granične vrijednosti parametara prema normi EN 50160:2010

R. br.	Parametar	dozvoljena vrijednost prema EN 50160:2010
1	Frekvencija	$\pm 1\%$ za 99,55% tjedna -6% / +4% za 100% tjedna
2	Promjena napona	$\pm 10\%$ za 99% tjedna
3	Brze naponske promjene	$P_{it} < 1$ za 95% tjedna
4	Propadi napona	trajanje <1s dubina propada <60%
5	Kratkotrajni ispadi	do 3 minute
6	Dugotrajni ispadi	duži od 3 min, <10-50/god
7	Nesimetrija	< 2% za 95% vremena
8	Harmonički naponi	prema tablici 4.

Tablica 4. Granične vrijednosti harmoničkih napona za visoki napon

Neparni harmonici, djeljivi s 3		Neparni harmonici, nisu djeljivi s 3		Parni harmonici	
Red harmonika	Harmonički napon (%)	Red harmonika	Harmonički napon (%)	Red harmonika	Harmonički napon (%)
3	3,0	5	5,0	2	1,9
9	1,5	7	4,0	4	1,0
15, 21	0,5	11	3,0	6-24	0,5
		13	2,5		
		>17	-		

Pravila za kakvoću napona različita od norme EN 50160:2010, a koja se odnose na promjene napona napajanja, dana su u Tablici 5.

Tablica 5. Promjene napona napajanja različite od norme EN50160:2010

Zemlja	Indikator	Integracijski period	Vrijeme promatranja	Granična vrijednost
Švedska	Efektivna vrijednost napona	10 min	100 %	$\pm 10\% U_n$
Portugal		10 min	95 %	$\pm 5\% U_n$
Nizozemska		10 min	99,9 %	$\pm 10\% U_n$
Francuska		10 min	100 %	$\pm 5\% U_n$
Velika Britanija		10 min	100 %	$\pm 6\% U_n$
Irska – razina 38 kV		10 min	100 %	34,8-43 kV
Malta – razina 132 kV		10 min	95 %	$\pm 6\% U_n$

Pravila za kakvoću napona različita od norme EN 50160:2010, a koja se odnose na ostale parametre kakvoće napona, dana su u Tablici 6.

Tablica 6. Parametri kakvoće napona različiti od norme EN50160:2010

Poremećaj	Oznaka	Integracijski period	Vrijeme promatranja	Limit	Zemlja
Fliker	P _{st}	10 min 10 min 10 min10 min 10 min	95%	≤0,35	Cipar
			95%	≤0,8	Češka
			100%	≤0,85	Italija
			100%	≤1	Norveška
			100%	≤1	Portugal
	P _{lt}	120 min 120 min 120 min 120 min 120 min	95%	≤0,35	Cipar
			95%	≤0,6	Češka
			100%	≤0,62	Italija
			100%	≤0,8	Norveška
			100%	≤5	Nizozemska
Nesimetrija napona	V _{un}	10 min	95%	≤1%	Italija
			100%	≤2%	Norveška, Švedska
			99,9%	≤1%	Nizozemska
Harmonički naponi	THD	10 min	100%	≤3	Italija
			100%	≤3	Norveška
			95%	≤6	Nizozemska
			99,9	≤7	Nizozemska

Bitan aspekt regulacije kakvoće električne energije je mjerenje parametara kakvoće napona. Od navedenih 27 zemalja koje su sudjelovale u istraživanju kakvoće napona, 18 ih ima ugrađene uređaje za mjerenje parametara kakvoće napona. Neke zemlje provode mjerenja na svim naponskim razinama (Bugarska, Cipar, Češka, Francuska, Italija, Letonija, Nizozemska, Portugal i Rumunjska), neke ne mjere na visokom naponu (Austrija, Grčka, Mađarska, Malta i Litva), neke ne mjere na niskom naponu (Belgija, Irska, Norveška i Slovenija), a Grčka i Malta ne mjere na srednjem naponu.

Ukupno 18 država mjeri propade napona, 17 nadvišenja napona, 11 brze naponske promjene, 17 ih mjeri flikere, 15 nesimetriju napona, a njih 7 tranzijentne prenapone. Može se vidjeti da mjerenje nije unificirano, niti približno jednako u parametrima koji se promatraju.

Iako neke zemlje pokrivaju sve naponske razine, to ne znači da su sva obračunska mjesta pokrivena uređajima. Na primjer, u Francuskoj je na visokonaponskoj razini pokriveno samo 12% mjernih mjesta, a na niskom naponu samo 1%. U Italiji je pokriveno samo 0,007% korisnika na srednjem naponu (ali zato sve sabirnice i transformatorske stanice), dok je na istoj razini u Portugalu pokriveno 18,5% mjernih mjesta.

Vijeće europskih energetske regulatora preporuča izvještavanje i objavljivanje podataka o kakvoći napona. Ni tu nije strogo određeno koji se podaci moraju objavljivati i na koji način.

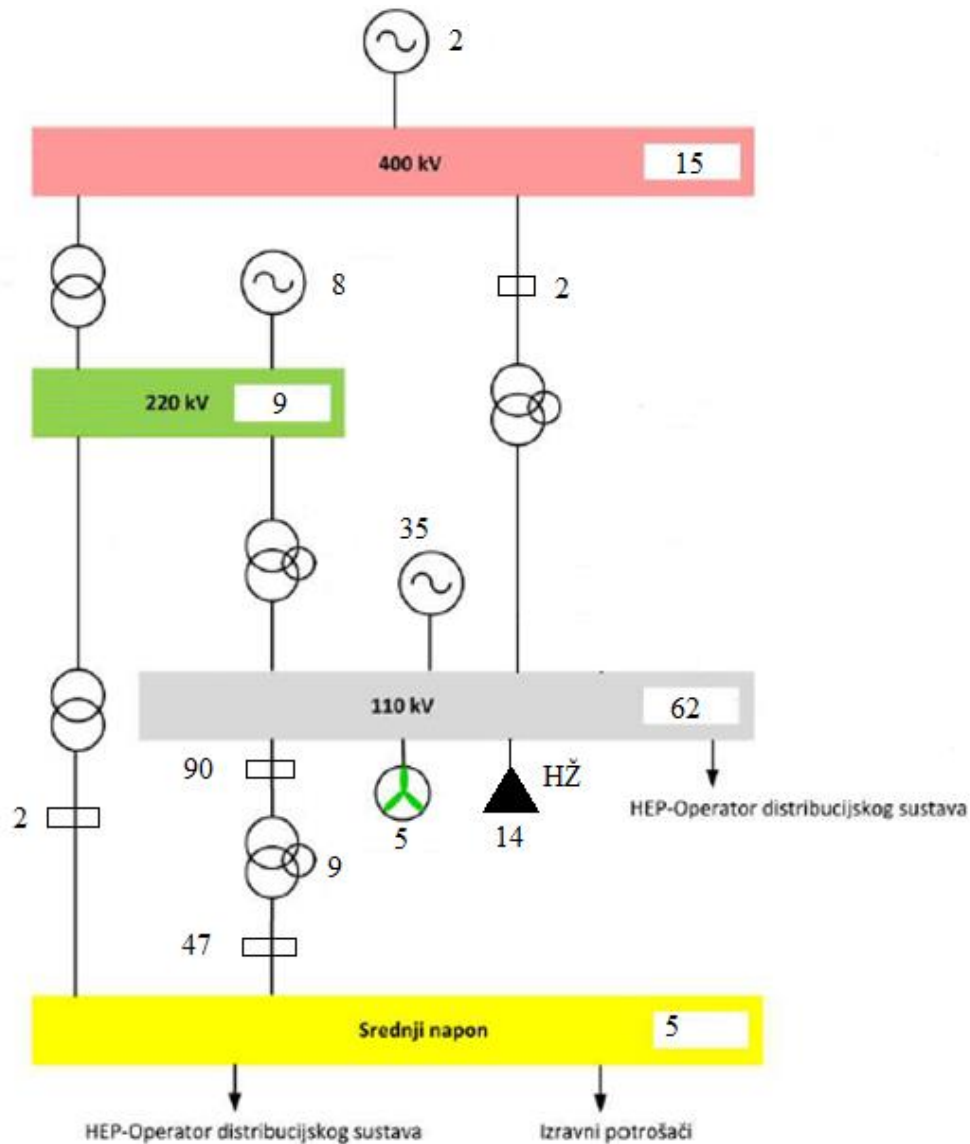
Na primjer, Francuska objavljuje broj naponskih propada u prijenosnoj mreži u godišnjem izvješću na stranicama operatora prijenosnog sustava. Mađarska odvojeno prikuplja podatke za srednji i niski napon te ih prijavljuje regulatornoj agenciji. U Irskoj se podaci o distribucijskoj razini ne objavljuju, a korisnici mreže mogu dobiti izvještaj o kakvoći napona na zahtjev. U Italiji se podaci objavljuju na stranicama operatora sustava te u njegovom godišnjem izvješću, a prikupljaju se prema više kriterija, uključujući i prema regiji, provinciji, vrsti dalekovoda i njegovoj dužini, ili snazi učinskog transformatora. Litva objavljuje samo podatke o pouzdanosti napona i to javno na internetskim stranicama. Nizozemska objavljuje koliko puta određeni izmjereni podatak nije bio u skladu s mrežnim pravilima, dok Portugal objavljuje za svaki mjereni parametar najbolji i najgori podatak za svako mjerno mjesto. Norveška objavljuje podatke o mjerenju kakvoće napona kao dio godišnjeg izvješća rada prijenosnog sustava, a Slovenija svoje podatke o mjerenju uključuje u godišnje izvješće o kakvoći usluge.

Vidi se da ni ovdje ne postoji unificiranost na europskoj razini.

4.2 Kakvoća napona u hrvatskom prijenosnom sustavu

U Hrvatskom operatoru prijenosnog sustava (skraćeno HOPS) praćenje parametara kakvoće napona započelo je tijekom 2008. g i to u Prijenosnim područjima Split i Opatija, a godinu dana kasnije su s ugradnjom uređaja za trajno praćenje parametara počela Prijenosna područja Zagreb i Osijek. Kriterij mjesta ugradnje bio je obračunsko mjerno mjesto ili neka bitna točka sustava.

Presjek stanja mreže utvrđivan je obradom podataka višegodišnjeg mjerenja na 305 uređaja diljem cijele mreže HOPS-a, prema shemi na slici 1.



Slika 1: Raspored mjernih točaka u mreži HOPS-a

Obračunsko mjerno mjesto prema Operatoru distribucijskog sustava nalazi se na mjestu razgraničenja osnovnih sredstava, a to su transformatori 110/X kV. Ovisno o vlasništvu transformatora, mjerenje se može nalaziti na višenaponskoj ili niženaponskoj strani. Transformatori 110/20 kV pripadaju HEP-ODS-u te je obračun na 110 kV strani, dok transformatori 110/35(30) kV pripadaju HOPS-u te je obračun na 35(30) kV strani. Raspodjela mjernih točaka dana je u tablici 7.

Tablica 7. Raspodjela mjernih točaka po jedinicama mreže

Mjerne točke		Broj točaka
jedinica mreže	naponska razina mjerenja	
Transformatori 150 mjernih točaka	400 kV	2
	110 kV	90
	30kV, 35kV	47
	10 kV, 6 kV	11
Vodovi 91 mjerna točka	400 kV	15
	220 kV	9
	110 kV	62
	35/30 kV, 10 kV	5
Generatori		45
HŽ		14
Vjetroelektrane		5
Ukupno mjernih točaka		305

4.2.1 Dozvoljene vrijednosti odstupanja

Na svim mjernim mjestima nalaze se uređaji koji mogu izmjerene vrijednosti uspoređivati sukladno nekoj normi (npr. EN 50160:2010), ali mogu i mjeriti pojedine parametre te se oni posebno mogu pregledavati i uspoređivati. Ovdje su promatrani parametri koji su propisani za prijenosnu mrežu Mrežnim pravilima prijenosnog sustava.

4.2.1.1 Odstupanje frekvencije

Nazivna frekvencija u hrvatskom elektroenergetskom sustavu iznosi 50,00 Hz i u normalnim pogonskim uvjetima i pri radu hrvatskog sustava u interkonekciji, a frekvencija se održava u granicama od 49,95 Hz do 50,05 Hz.

4.2.1.2 Odstupanje napona

Nazivni naponi u prijenosnoj mreži hrvatskog elektroenergetskog sustava su 400 kV, 220 kV i 110 kV. U normalnim pogonskim uvjetima iznos napona na mjestima priključka korisnika na prijenosnu mrežu održava se u granicama:

- u mreži 400 kV: $400 - 10\% + 5\% = 360-420$ kV
- u mreži 220 kV: $220 \pm 10\% = 198-242$ kV
- u mreži 110 kV: $110 \pm 10\% = 99-121$ kV.

4.2.1.3 Ukupni faktor harmoničkog izobličenja

THD (engl. *Total Harmonic Distortion*) je mjera udjela sinusnih članova frekvencije koja je višekratnik frekvencije temeljnog harmonika:

$$\text{THD} = \frac{100}{U_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2} \quad (3)$$

gdje je

U_h - efektivna (maksimalna) vrijednost h -tog harmonika

U_1 - efektivna (maksimalna) vrijednost temeljnog harmonika.

U normalnim pogonskim uvjetima, vrijednost faktora ukupnog harmoničkog izobličenja napona uzrokovanog priključenjem proizvođača i/ili kupca na mjestu preuzimanja ili predaje može iznositi najviše:

- 1,5% na 400 kV i 220 kV
- 3,0% na 110 kV.

Navedene vrijednosti odnose se na 95% 10-minutnih prosjeka efektivnih vrijednosti napona za razdoblje od tjedan dana. Ta vrijednost određenog parametra se označava s CP95 i uvedena je u propise za praćenje kakvoće [47] (engl. *Cumulative Probability* – kumulativna vjerojatnost), radi lakše statističke obrade.

4.2.1.4 Flikeri

Flikeri su pojave koje zapaža ljudsko oko pri promjeni osvjetljenja rasvjetnog tijela, a nastaju kao posljedica promjene određene razine i učestalosti ovojnice napona napajanja rasvjetnog tijela. Pojava se najčešće karakterizira s dva indeksa jačine:

- indeks jačine flikera kratkog trajanja (period 10 minuta), P_{st}
- indeks jačine flikera dugog trajanja (12 mjerenja P_{st} u periodu od 120 minuta), P_{lt} :

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} P_{st}^3} \quad (4)$$

Prema Mrežnim pravilima prijenosnog sustava iz 2017. godine, više se ne promatraju granične vrijednosti kratkotrajnih flikera, već samo dugotrajnih. Vrijednosti indeksa jačine dugotrajnih flikera u prijenosnoj mreži ne smiju biti veće od 1,0 tijekom 95% tjedna .

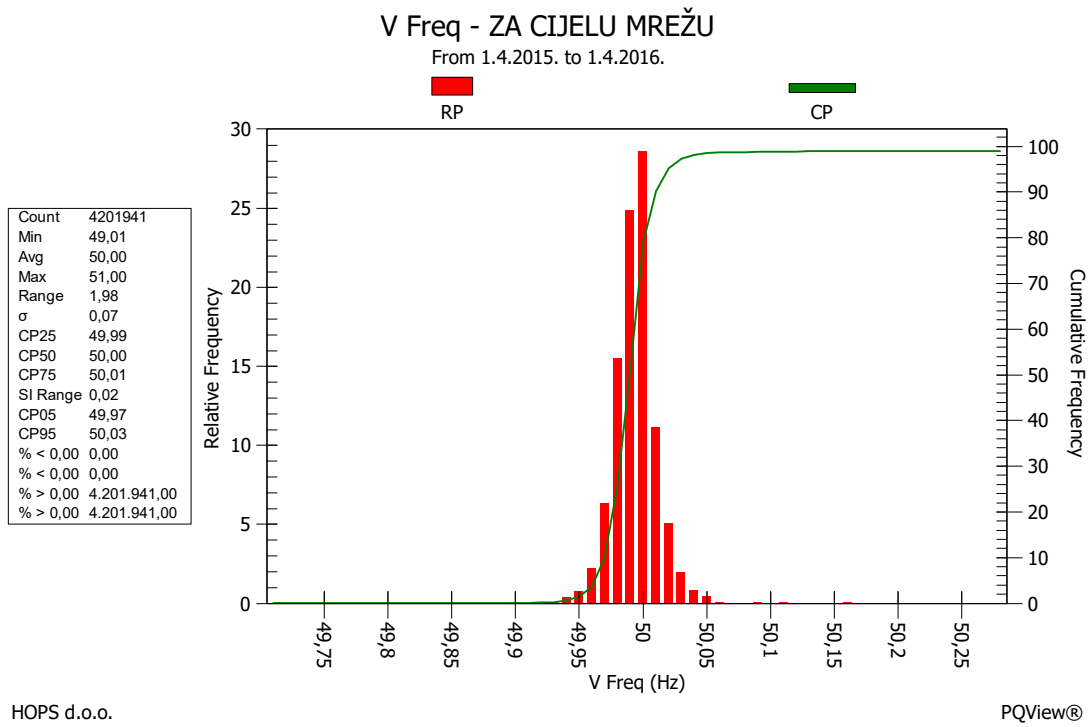
4.2.1.5 Nesimetrija napona

Planirana razina nesimetričnosti napona u prijenosnoj mreži iznosi 1,4%. Navedena vrijednost nesimetričnosti napona odnosi se na 95% 10-minutnih prosjeka efektivnih vrijednosti inverzne komponente napona za razdoblje od tjedan dana.

4.2.2 Rezultati mjerenja

Budući da se u bazi prikupljenih podataka nalazi ogromna količina podataka (npr. za jednu godinu se na području cijelog HOPS-a prikupi više od milijun izmjerenih podataka) mogu se postavljati kriteriji za lakše pretraživanje i obradu. Tako su pojedini parametri obrađivani po naponskoj razini (400, 220, 110 kV), po jedinici mreže (vodovi, transformatori, kupci), ili prema vremenskom periodu (godina ili sezona). Pregled stanja rađen je za višegodišnje razdoblje, ovisno o raspoloživosti podataka.

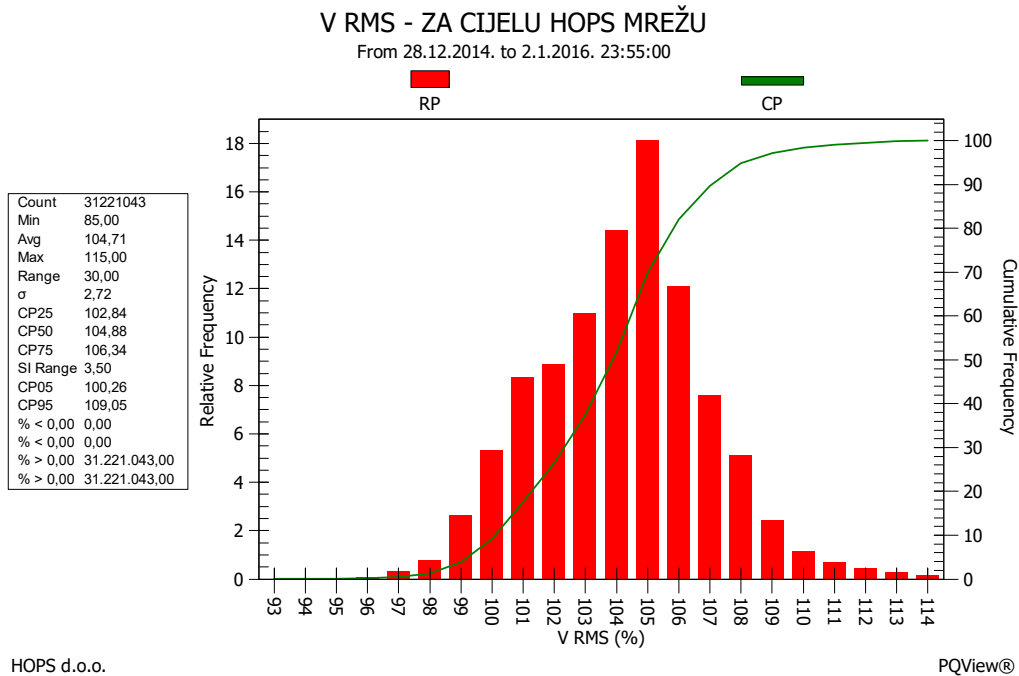
Odstupanja frekvencije nisu promatrana, jer se promatra čvrsta mreži u interkonekciji, tako da se radi o minimalnom odmaku od 50 Hz (primjer na slici 2).



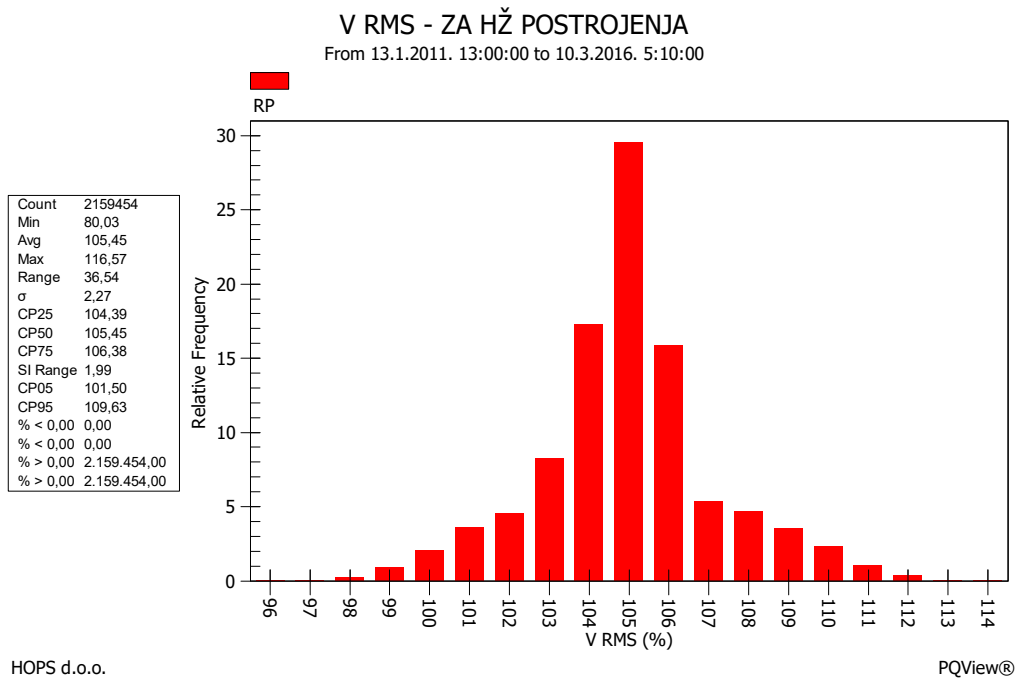
Slika 2: Histogram CP95 vrijednosti frekvencije za cijelu mrežu

4.2.2.1 Odstupanje napona

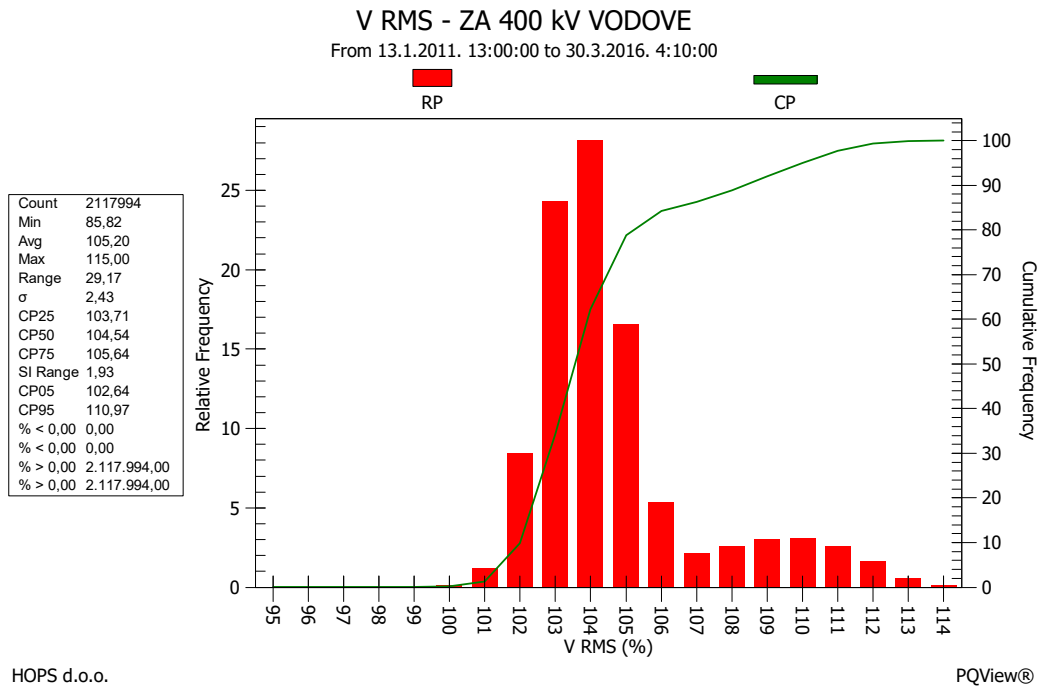
Odstupanje napona promatrano je za cijelu mrežu, na vodovima (pojedinačno za 400kV, 220 kV i 110 kV), i na postrojenjima željeznice. Rezultati su prikazani na slikama 3-7.



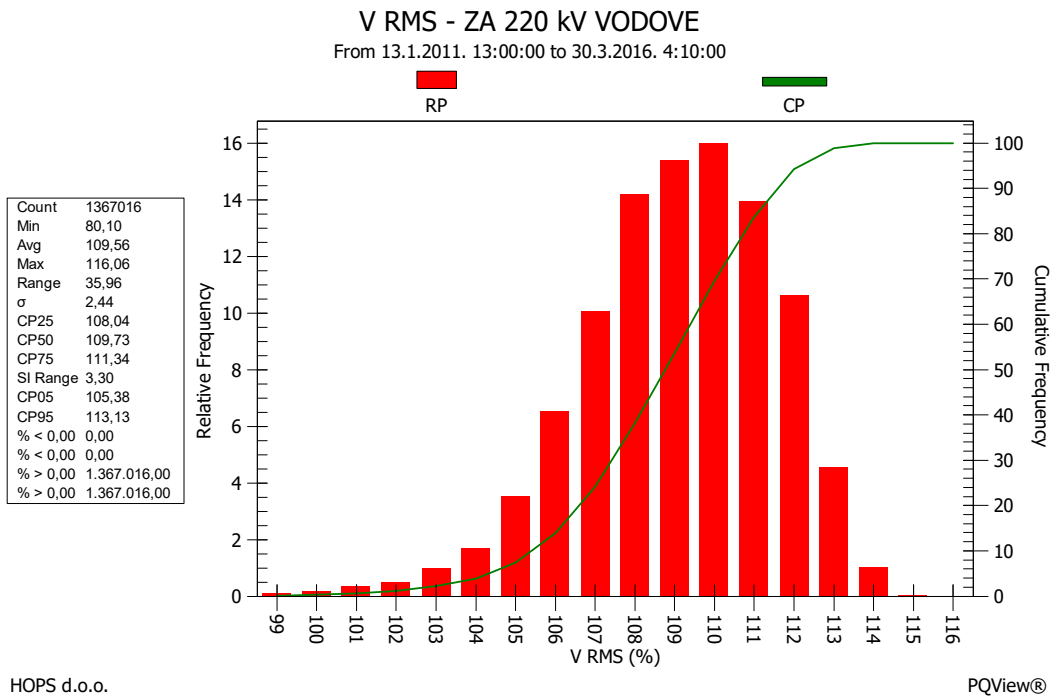
Slika 3: Histogram CP95 vrijednosti napona za cijelu mrežu



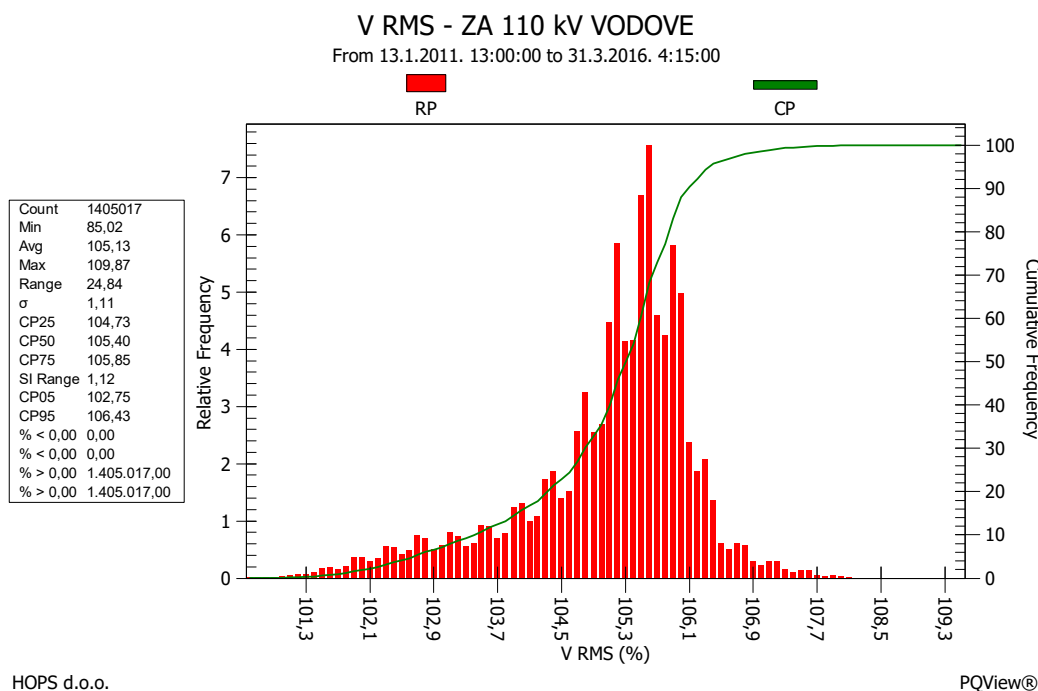
Slika 4: Histogram CP95 vrijednosti napona za HŽ postrojenja



Slika 5: Histogram CP95 vrijednosti napona za 400 kV vodove



Slika 6: Histogram CP95 vrijednosti napona za 220 kV vodove



Slika 7: Histogram CP95 vrijednosti napona za 110 kV vodove

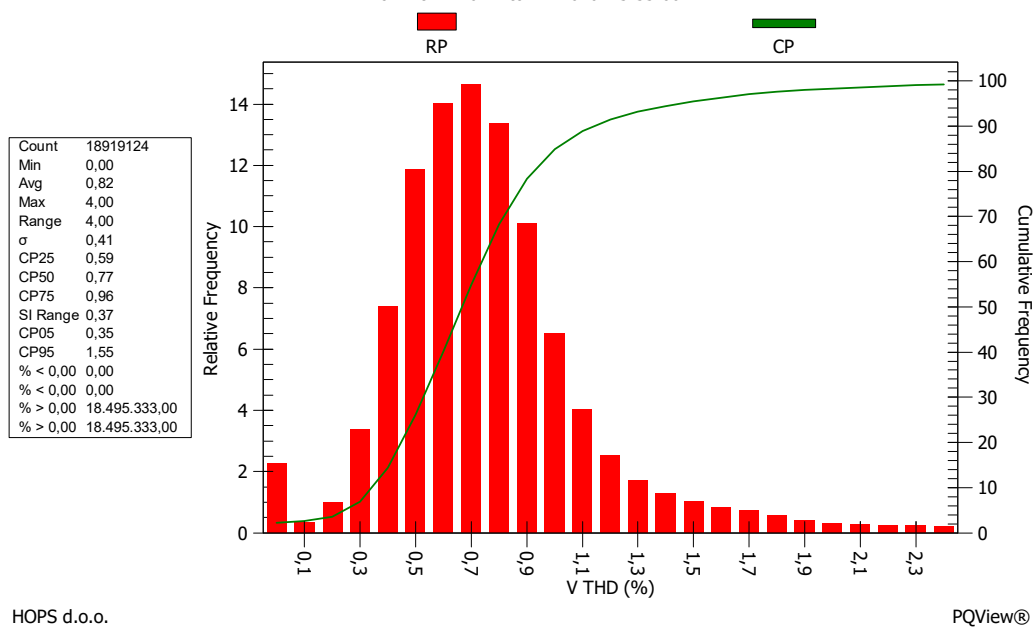
Kod 220 kV mreže se vidi da je slabo opterećenje te je vrijednost nazivnog napona u porastu i kreće se oko 110% nazivnog napona U_n . Slično je i kod 400 kV dijela mreže, samo je taj porast nešto niži. U ostalom dijelu mreže napon je oko 105% U_n . Kako je cilj rada vrednovati indikatore na koje korisnici mreže direktno utječu, parametar iznosa napona neće se uvrstiti u daljnju obradu.

4.2.2.2 Ukupni faktor harmoničkog izobličenja THD

Odstupanje ukupnog faktora harmoničkog izobličenja promatrano je za cijelu mrežu, na vodovima (pojedinačno za 400kV, 220 kV i 110 kV), na transformatorima (pojedinačno za 110 kV, 35/30 kV i 10 kV) i na postrojenjima željeznice i željezare. Rezultati su prikazani na slikama 8-17.

V THD - ZA CIJELU HOPS MREŽU

From 28.12.2014. to 2.1.2016. 23:55:00



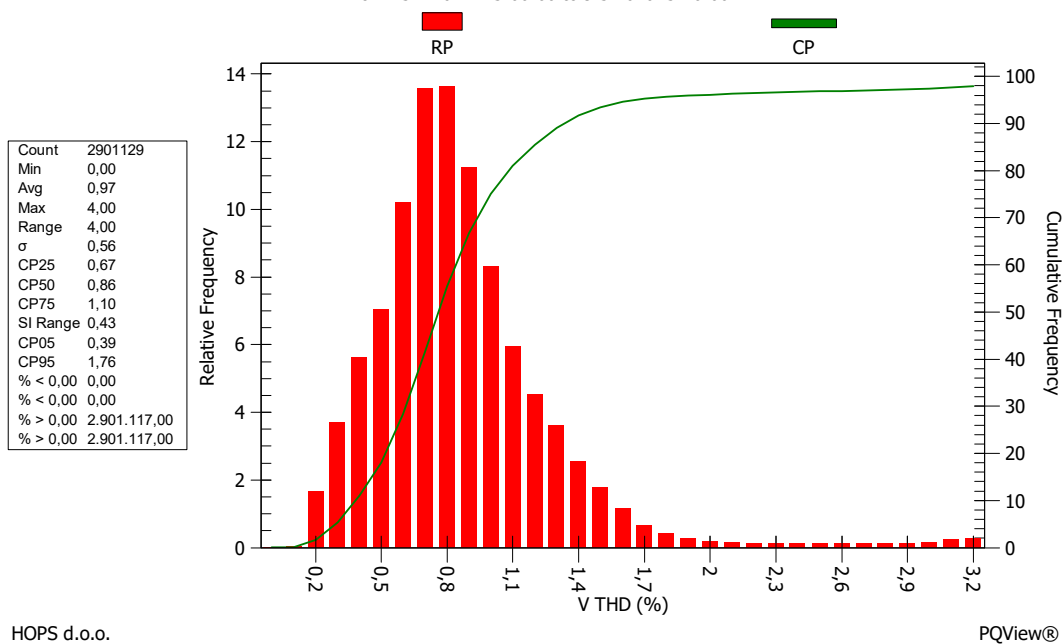
HOPS d.o.o.

PQView®

Slika 8: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za cijelu mrežu

V THD - HŽ POSTROJENJA

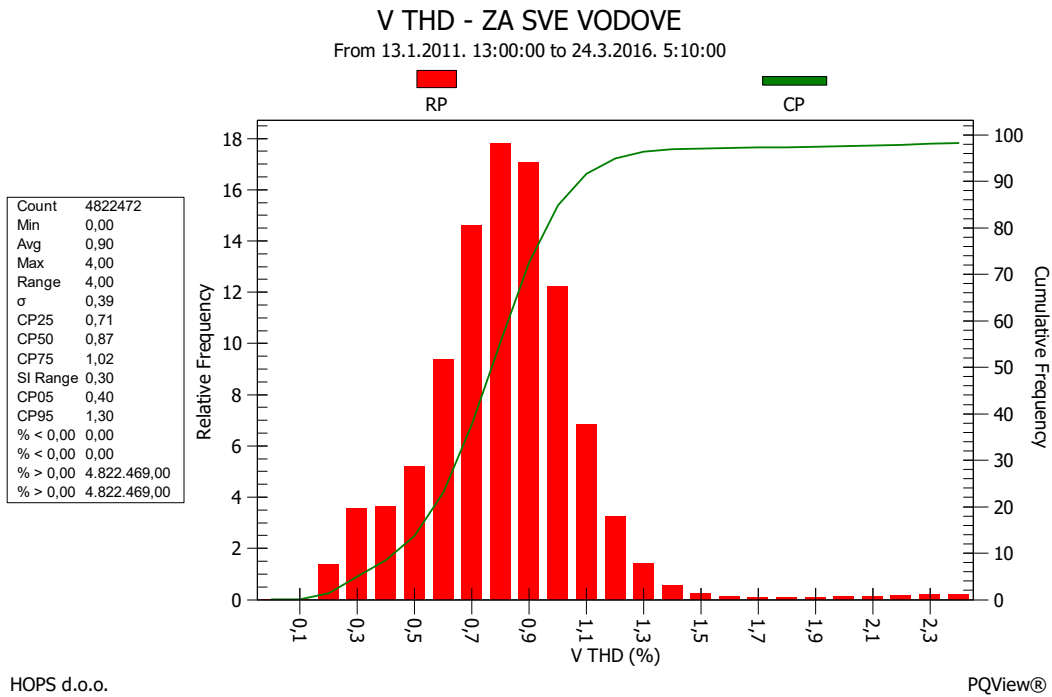
From 13.1.2011. 13:00:00 to 9.3.2016. 5:10:00



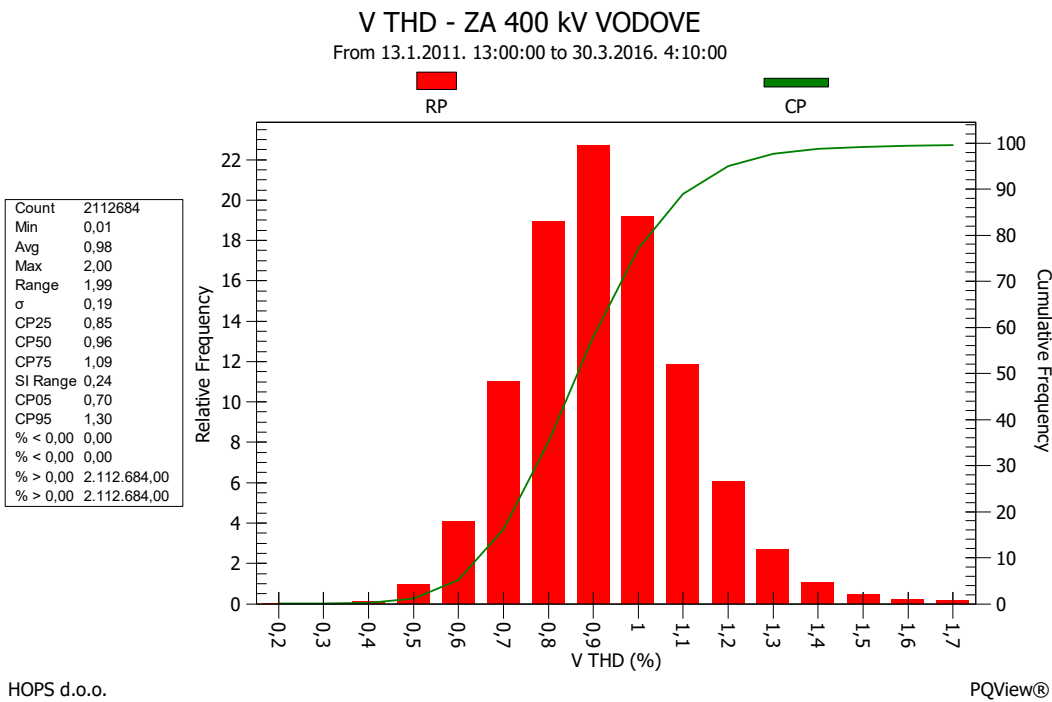
HOPS d.o.o.

PQView®

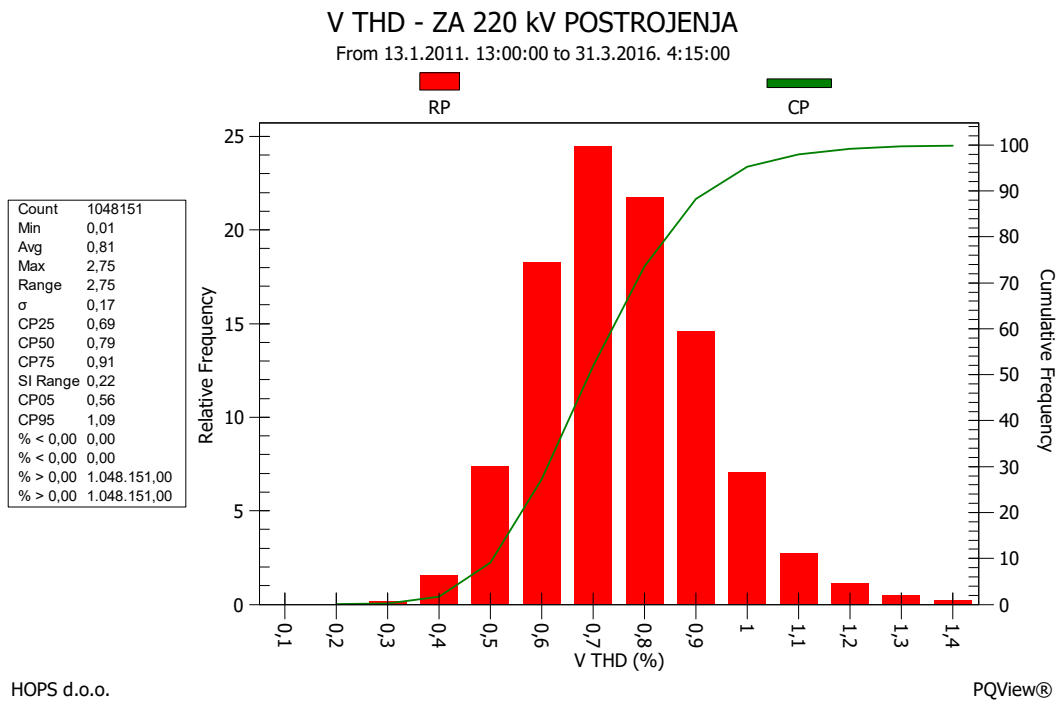
Slika 9: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za HŽ postrojenja



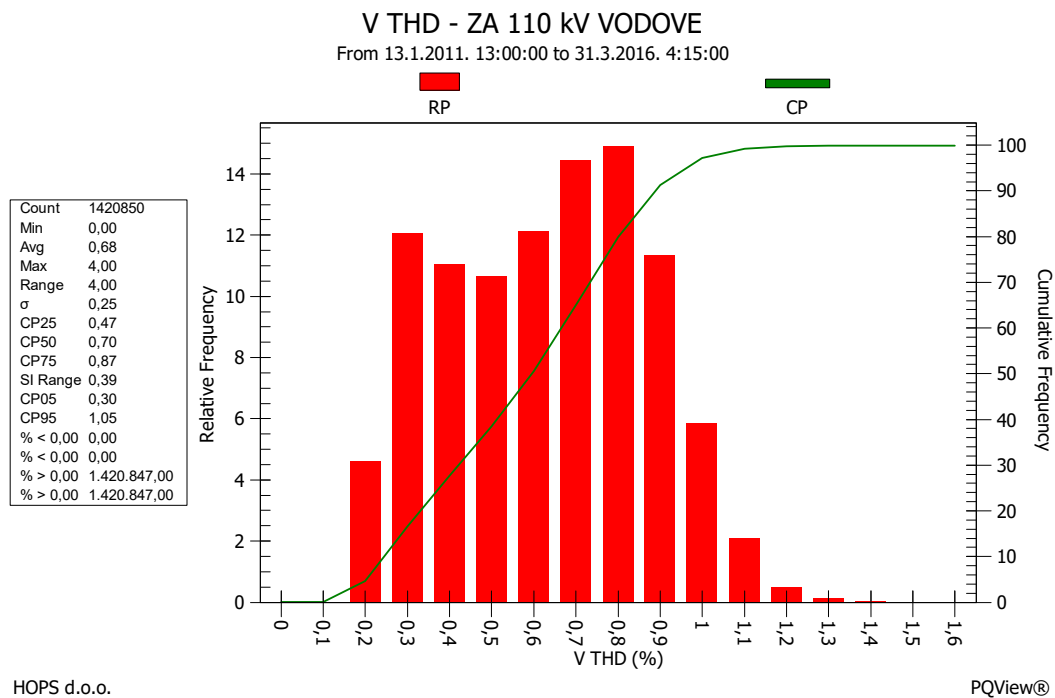
Slika 10: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za sve vodove



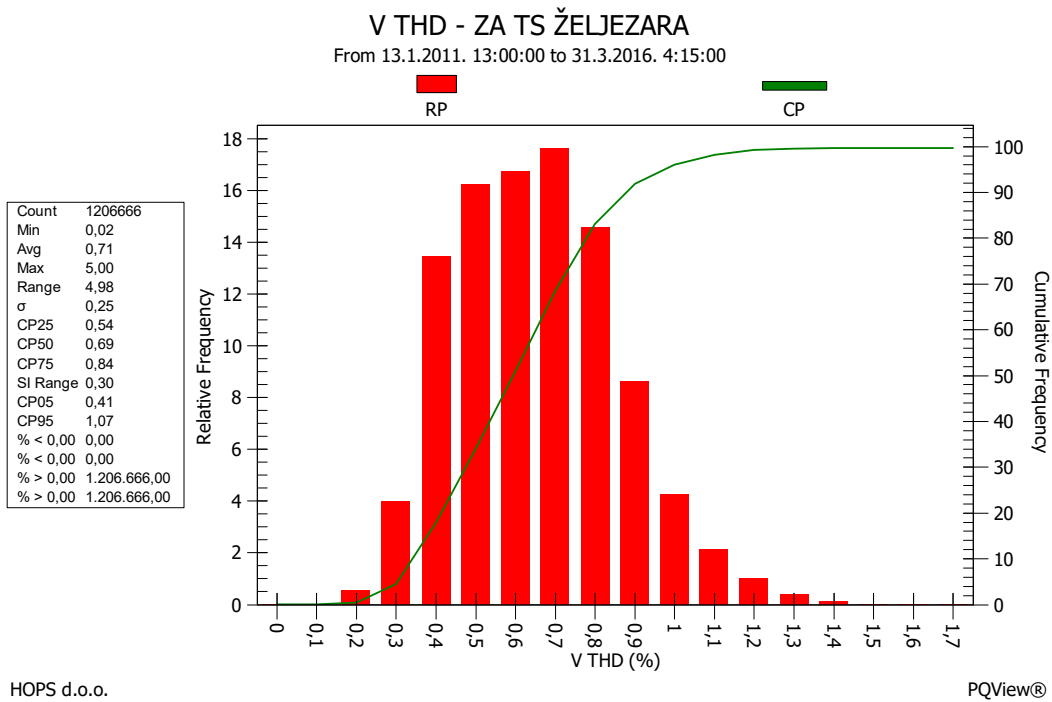
Slika 11: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za 400 kV vodove



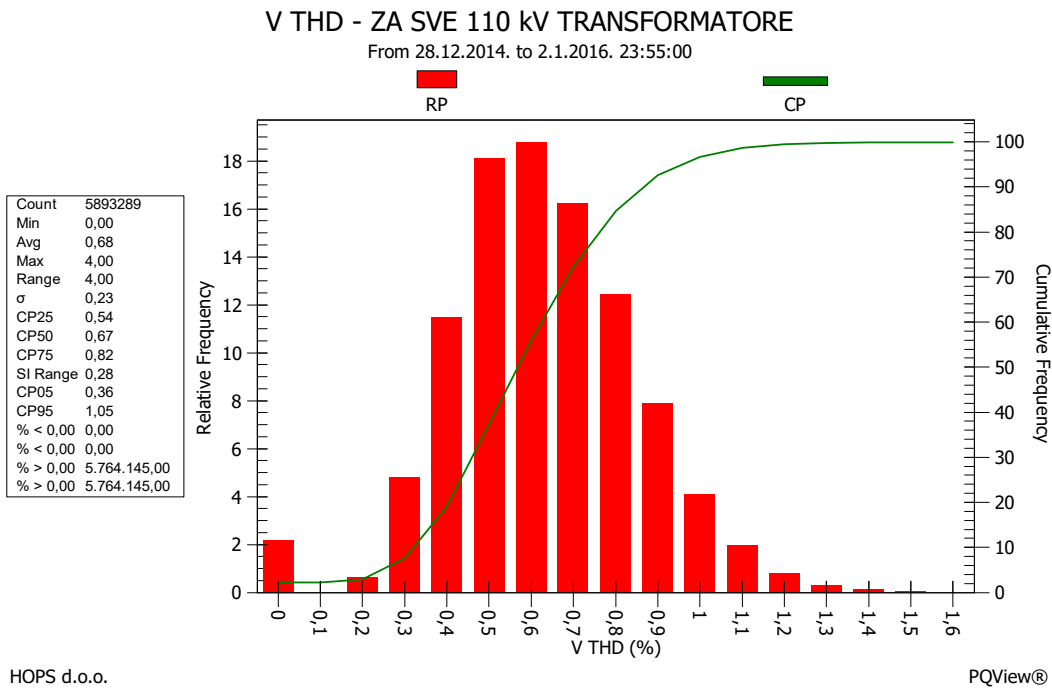
Slika 12: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za 220 kV vodove



Slika 13: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za 110 kV vodove



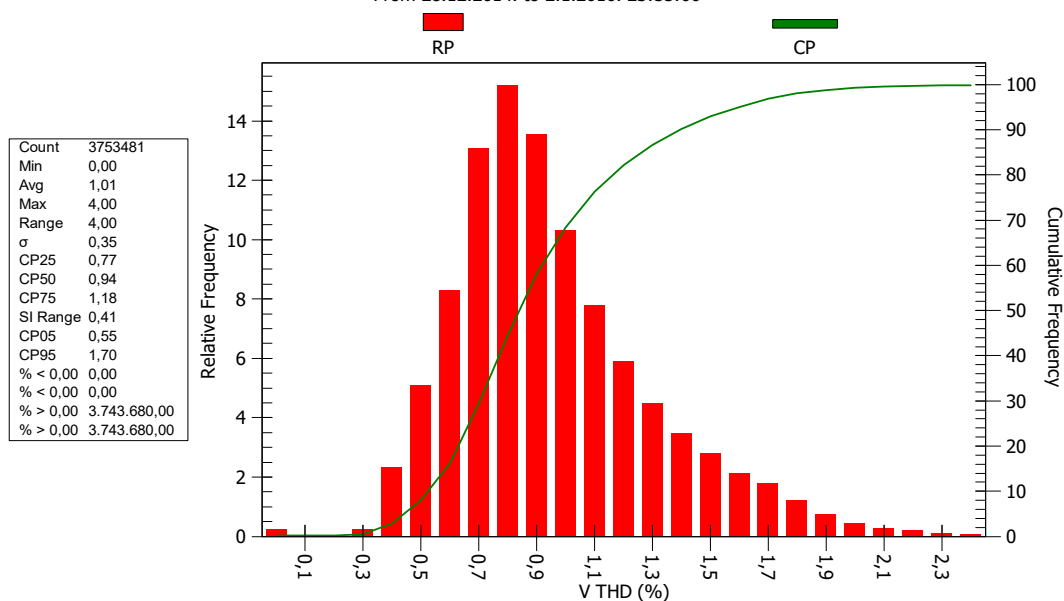
Slika 14: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za Željezaru



Slika 15: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za mjerenja na 110 kV strani transformatora

V THD - ZA SVE 30/35 kV TRANSFORMATORE

From 28.12.2014. to 2.1.2016. 23:55:00



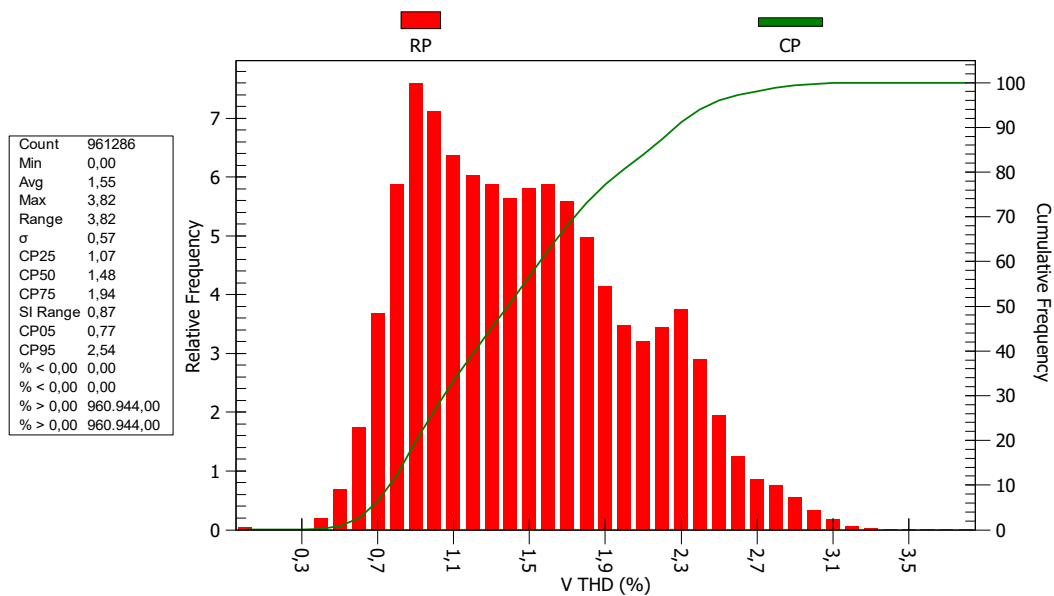
HOPS d.o.o.

PQView®

Slika 16: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za mjerenja na 30/35 kV strani transformatora

V THD - ZA SVE 10 kV TRANSFORMATORE

From 28.12.2014. to 2.1.2016. 23:55:00



HOPS d.o.o.

PQView®

Slika 17: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za mjerenja na 10 kV strani transformatora

Radi lakšeg pregleda, vrijednosti CP95 dane su i tablično.

Tablica 8. Pregled CP95 vrijednosti THD-a prema mjestu mjerenja

Promatrano mjesto mjerenja	THD [%]
Cijela mreža HOPS-a	1,55
HŽ postrojenja	1,76
Dalekovodi - sveukupno	1,30
Dalekovodi – 400 kV	1,30
Dalekovodi – 220 kV	1,09
Dalekovodi – 110 kV	1,05
Željezara	1,07
Transformatori – 110 kV	1,05
Transformatori – 35/30 kV	1,70
Transformatori – 10 kV	2,54

Iako su sve vrijednosti unutar dozvoljenih granica izobličenja (1,5% za 400 i 220 kV postrojenja a 3% za 110 kV), vidi se jače izobličenje kod HŽ postrojenja koje je spojeno na 110 kV mrežu. Tamo je izmjereni THD 1,76%, što je značajno više od vrijednosti 1,05%, izmjerene u ostalim 110 postrojenjima (poklapaju se vrijednosti mjerenja na vodovima i na transformatorima).

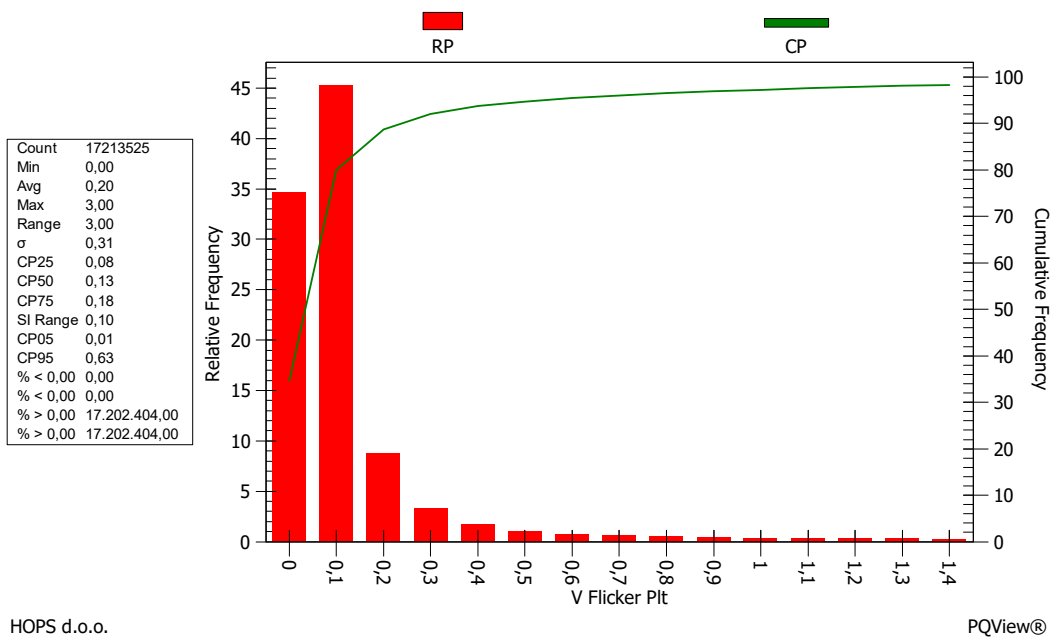
Izraženo je također povećanje izobličenja snižavanjem naponske razine mjerenja te se na transformatorima razina THD-a s 1,05% (na 110 kV) diže na 1,7% (35/30 kV) i završava na 2,54% na 10 kV strani transformatora.

4.2.2.3 Dugotrajni flikeri P_{fl}

Odstupanje dugotrajnih flikera promatrano je za cijelu mrežu, na vodovima (pojedinačno za 400kV, 220 kV i 110 kV), na transformatorima (pojedinačno za 110 kV, 35/30 kV i 10 kV) i na postrojenjima željeznice i željezare. Rezultati su prikazani na slikama 18-26.

V Flicker Plt - ZA CIJELU HOPS MREŽU

From 28.12.2014. to 2.1.2016. 23:55:00



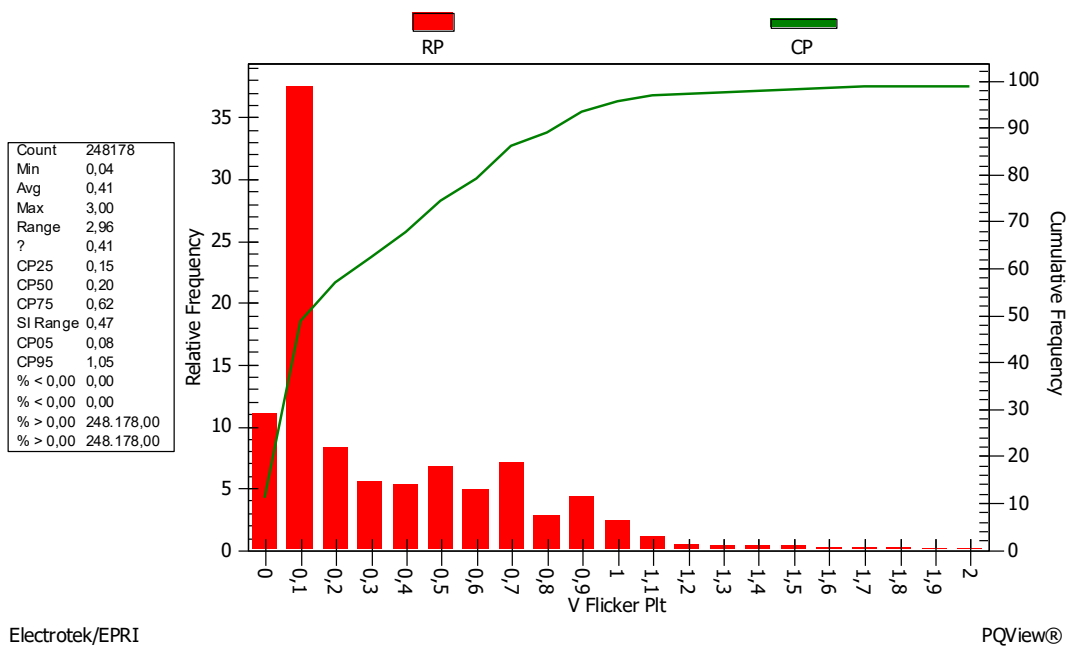
HOPS d.o.o.

PQView®

Slika 18: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za cijelu mrežu

V Flicker Plt - ZA SVA HŽ POSTROJENJA

From 13.1.2011. to 9.5.2016.



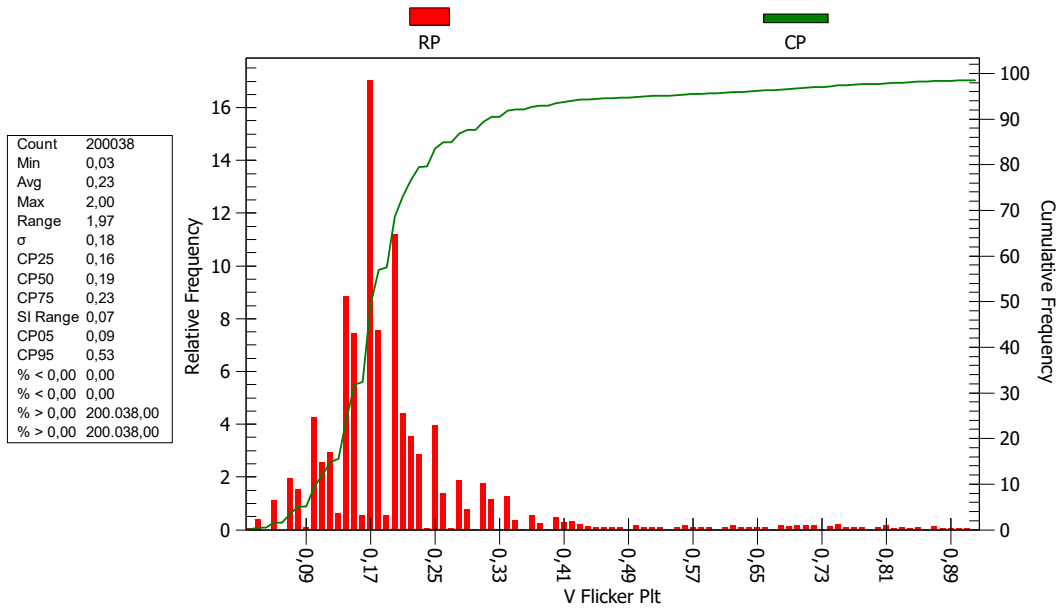
Electrotek/EPRI

PQView®

Slika 19: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za HŽ postrojenja

V Flicker Plt - ZA 400 kV VODOVE

From 13.1.2011. 13:00:00 to 30.3.2016. 4:10:00



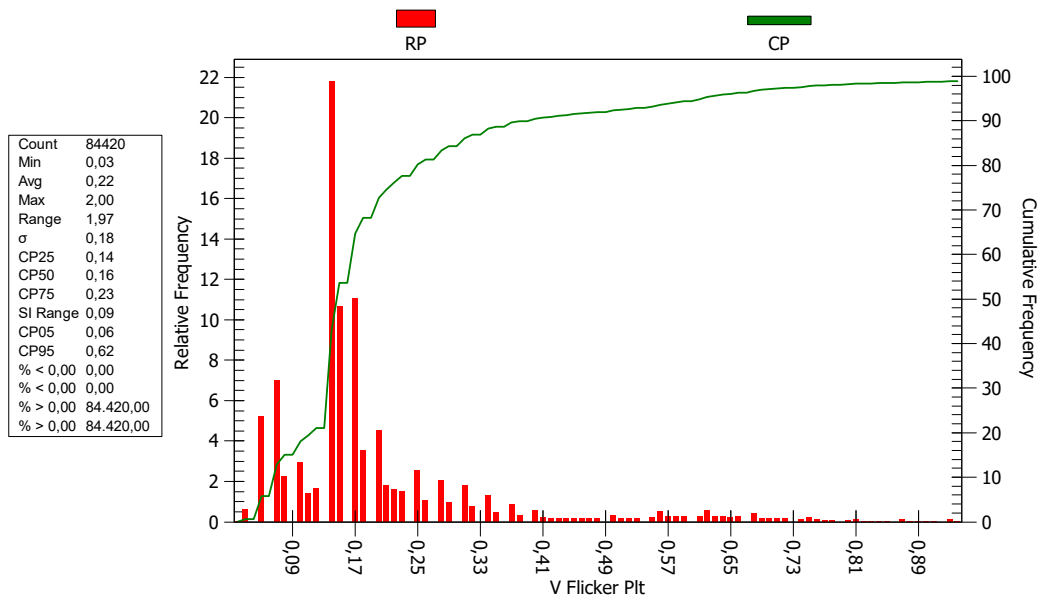
HOPS d.o.o.

PQView®

Slika 20: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za 400 kV vodove

V Flicker Plt - ZA 220 kV VODOVE

From 13.1.2011. 13:00:00 to 31.3.2016. 4:15:00



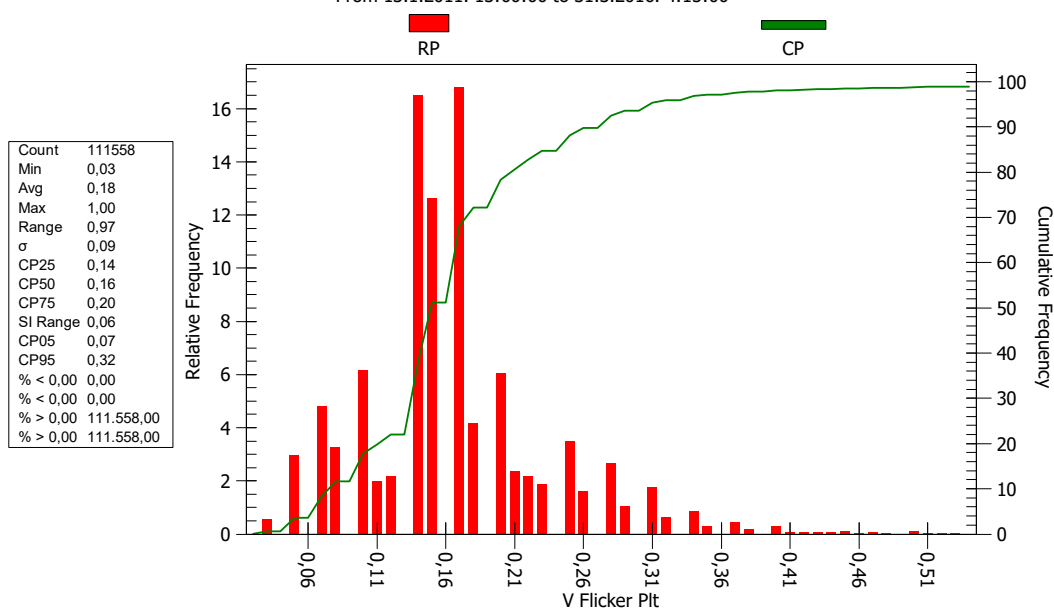
HOPS d.o.o.

PQView®

Slika 21: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za 220 kV vodove

V Flicker Plt - ZA 110 kV VODOVE

From 13.1.2011. 13:00:00 to 31.3.2016. 4:15:00



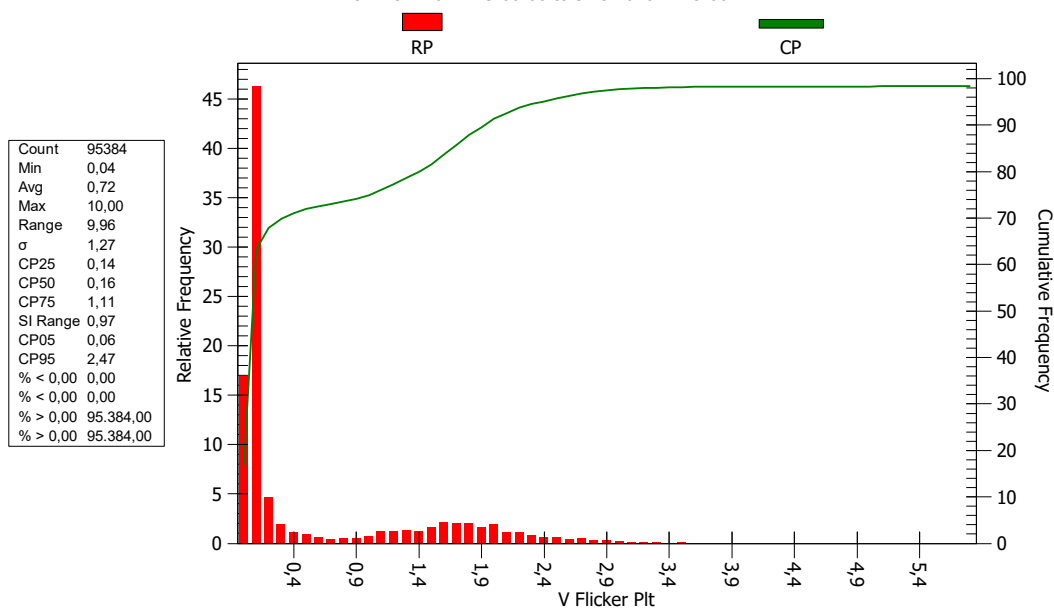
HOPS d.o.o.

PQView®

Slika 22: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za 110 kV vodove

V Flicker Plt - ZA TS ŽELJEZARA

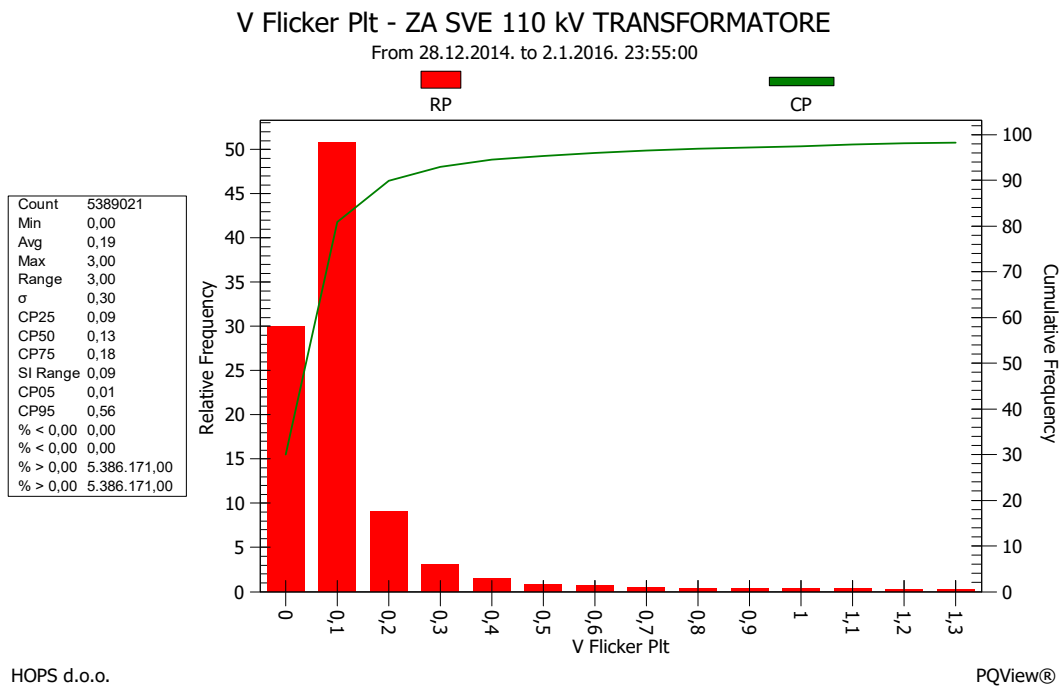
From 13.1.2011. 13:00:00 to 31.3.2016. 4:15:00



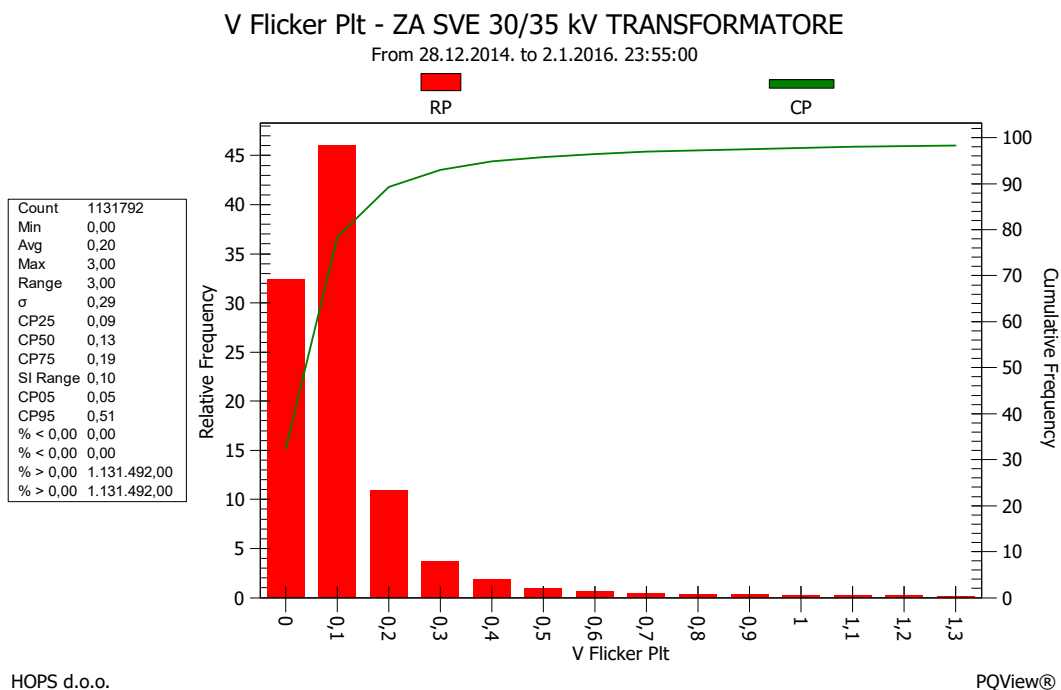
HOPS d.o.o.

PQView®

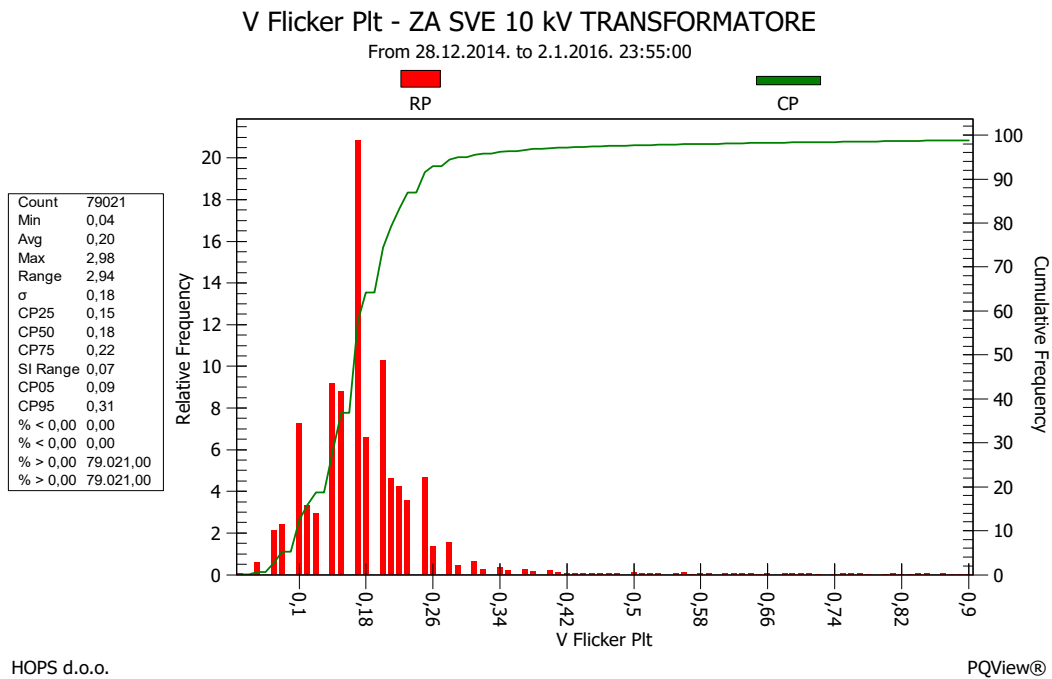
Slika 23: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za Željezaru



Slika 24: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za mjerenja na 110 kV strani transformatora



Slika 25: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za mjerenja na 30/35 kV strani transformatora



Slika 26: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za mjerenja na 10 kV strani transformatora

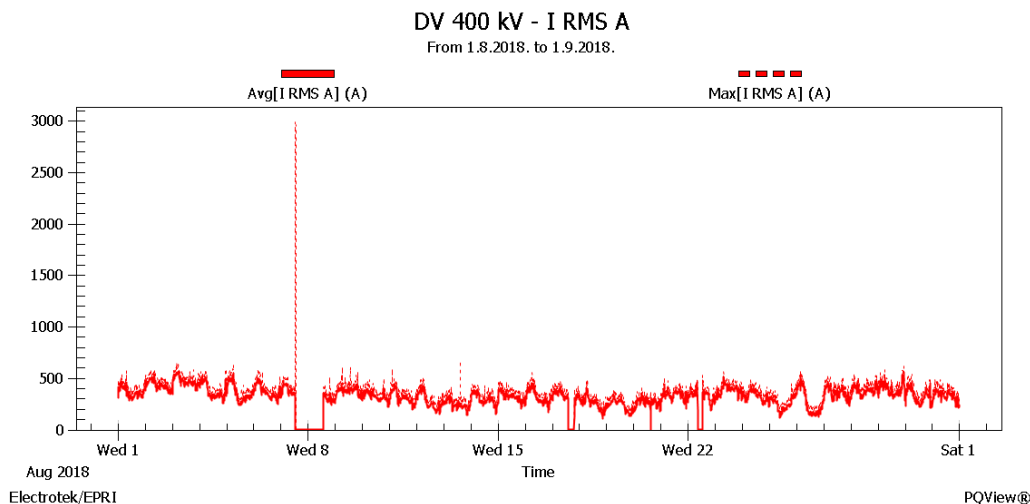
Radi lakšeg pregleda, vrijednosti CP95 dane su i tablično.

Tablica 9. Pregled CP95 vrijednosti P_{It} prema mjestu mjerenja

Promatrano mjesto mjerenja	P _{It}
Cijela mreža HOPS-a	0,53
HŽ postrojenja	1,05
Dalekovodi – 400 kV	0,53
Dalekovodi – 220 kV	0,62
Dalekovodi – 110 kV	0,32
Željezara	2,47
Transformatori – 110 kV	0,56
Transformatori – 35/30 kV	0,51
Transformatori – 10 kV	0,31

Ovdje nema značajnije promjene parametra spuštanjem naponske razine mjerenja na transformatorima, ali ima značajnog odstupanja od dozvoljene vrijednosti kod postrojenja Željezare te minimalno povećanje kod postrojenja željeznice.

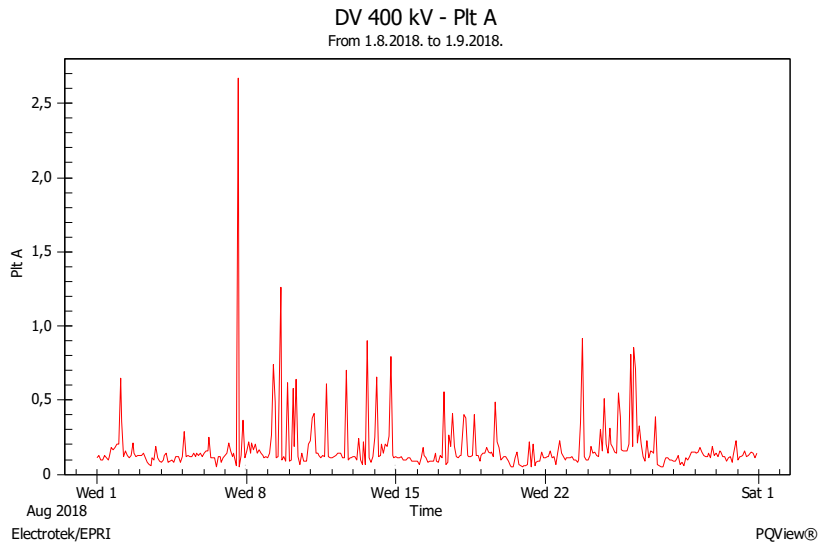
Budući da se Željezara nalazi u industrijskom okruženju, te se ne može dosljedno pratiti širenje flikera kroz mrežu, promatrat ćemo slučaj ispada 400 kV dalekovoda radi djelovanja distantne zaštite.



Slika 27: Trenutne vrijednosti struje na 400 kV dalekovodu

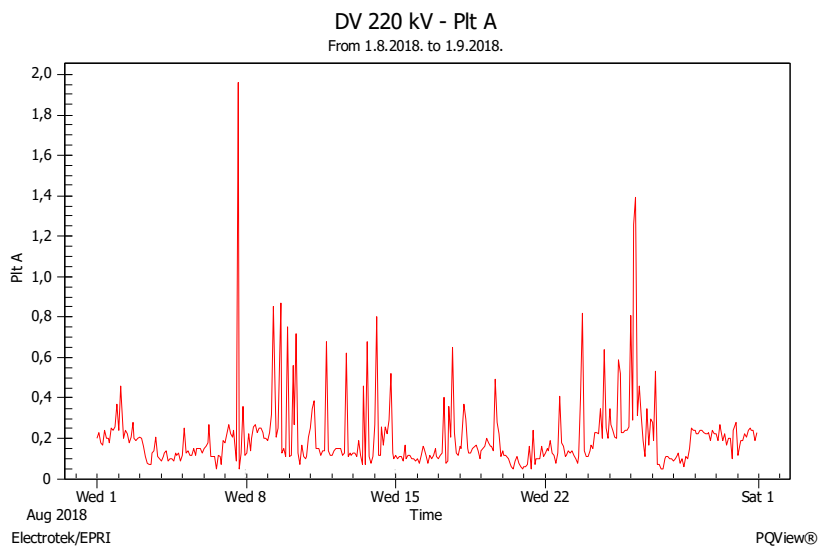
Vod je bio opterećen strujom od oko 300 A kada je došlo do ispada. Struja je u trenutku ispada porasla na skoro 3000 A (povećanje oko 6 puta u odnosu na maksimalnu struju voda u tom mjesecu, tj. deseterostruka vrijednost struje neposredno prije ispada), što se može vidjeti na slici 27.

Takav događaj je generirao jako veliki iznos flikera, koji je na 400 kV sabirnici iznosio oko 2,7.



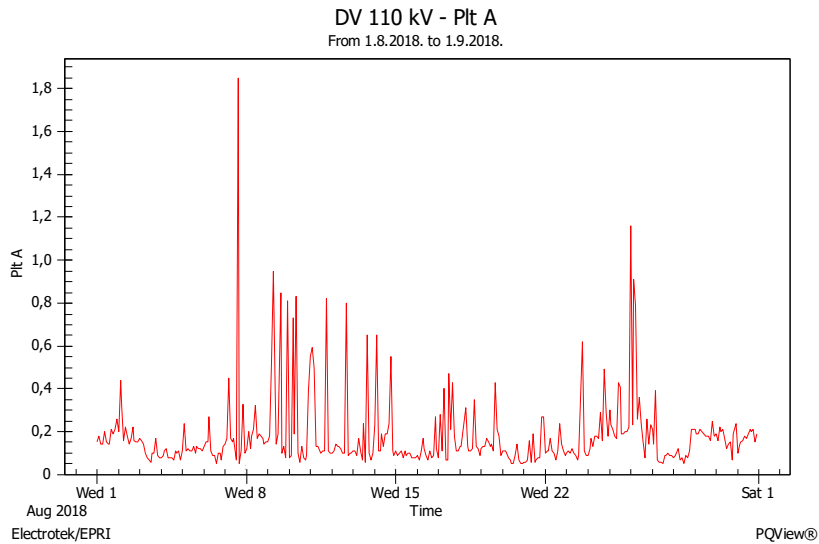
Slika 28: Trenutne vrijednosti flikera na 400 kV dalekovodu tijekom ispada

Prolaskom kroz transformaciju 400/220 kV iznos flikera na 220 kV strani transformatora pada na ispod 2.



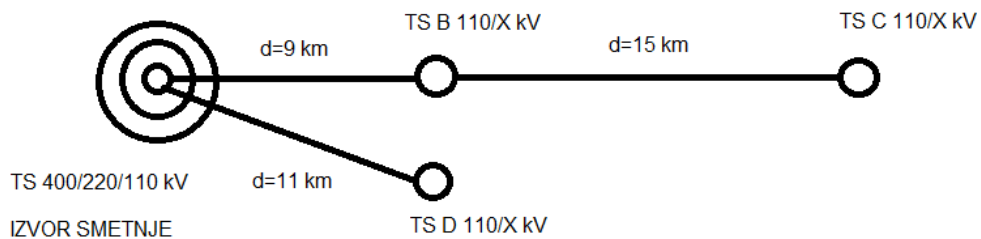
Slika 29: Trenutne vrijednosti flikera na 220 kV dalekovodu nakon ispada 400 kV voda

Daljnjom transformacijom 220/110 kV vrijednost flikera pada na oko 1,8, što se može vidjeti na slici 30.



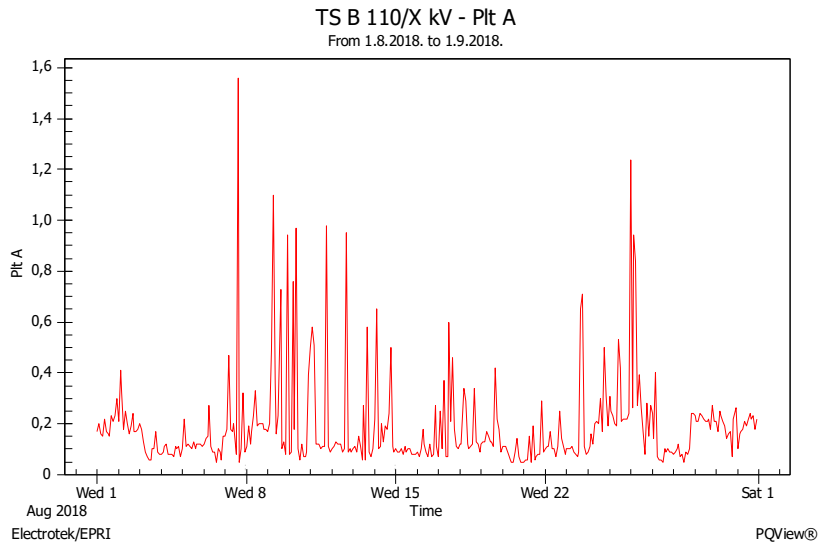
Slika 30: Trenutne vrijednosti flikera na 110 kV dalekovodu nakon ispada 400 kV voda

Dalekovodom se flikeri prenose do prvih 110 kV transformatorskih stanica. Udaljenosti i konfiguracija 110 kV mreže prikazane su na slici 31.



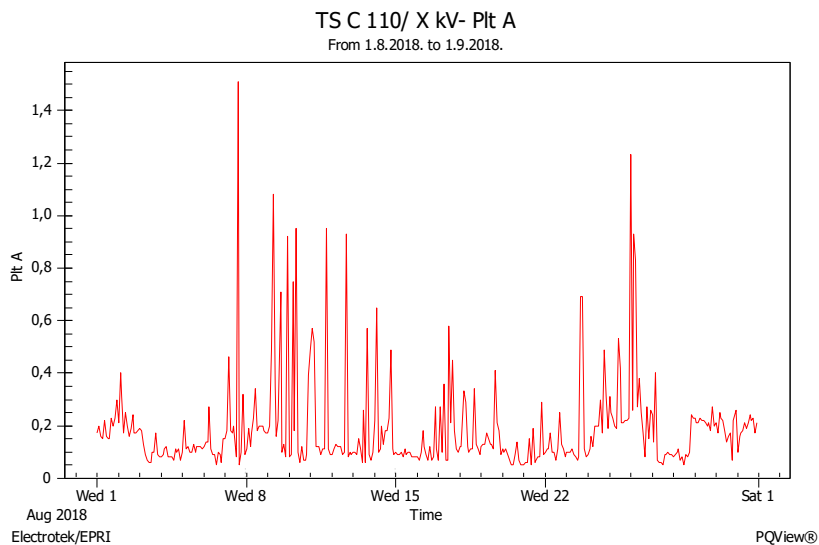
Slika 31: Konfiguracija okruženja 400/220/110 kV transformatorske stanice, s odgovarajućim udaljenostima

Najbliža stanica, TS B 110/X kV, nalazi se na 9 km udaljenosti od izvora smetnje, a iduća, TS C 110/X kV, je linearno od nje udaljena 15 km (od izvora 24 km). Radijalno od izvora smetnje nalazi se transformatorska stanica D 110/X kV, udaljena 11 km.



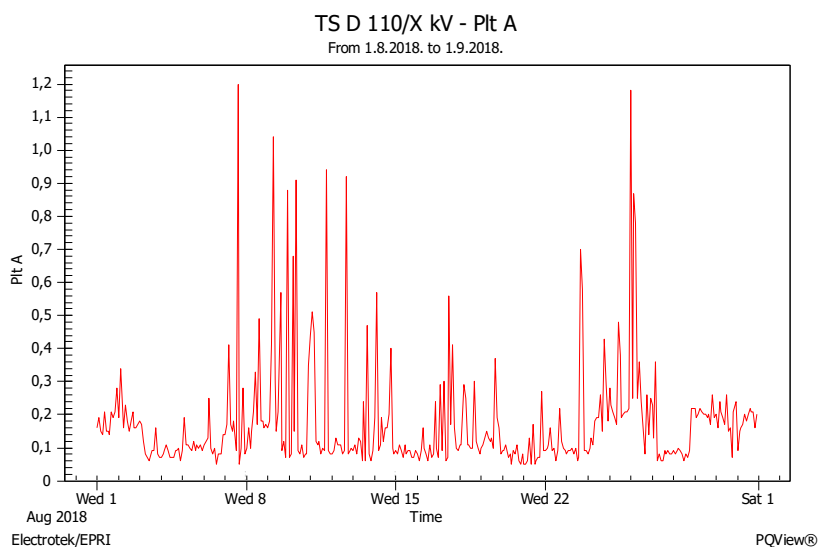
Slika 32: Trenutne vrijednosti flikera u postrojenju TS B 110/X kV nakon ispada 400 kV voda

U najbližem objektu, TS B 110/X kV, vrijednost flikera iznosi skoro 1,6. Dolaskom do idućeg, 15 km udaljenijeg objekta TS C 110/X kV, vrijednost flikera pada na 1,5.



Slika 33: Trenutne vrijednosti flikera u postrojenju TS C 110/X kV nakon ispada 400 kV voda

U radijalno smještenom objektu TS D 110/X kV, udaljenom 11 km od izvora smetnje, izmjerena je vrijednost flikera 1,2.



Slika 34: Trenutne vrijednosti flikera u postrojenju TS D 110/X kV nakon ispada 400 kV voda

Iz grafičkih prikaza na slikama 28-34 može se zaključiti da kod linearno smještenih stanica B i C vrijednosti flikera jednoliko padaju, dok su u radijalno smještenoj stanici C vrijednosti flikera manje nego bi se moglo očekivati s obzirom na udaljenost od izvora smetnje. Energetski gledano, to se dešava zbog jače transformatorske stanice, koja ima ugrađene transformatore puno veće snage.

Vrijednosti za sve objekte dane su u tablici 10.

Tablica 10. Pregled vrijednosti flikera P_{it} prema mjestu mjerenja

	Udaljenost od izvora smetnje [km]	Instalirana snaga [MVA]	Vrijednosti flikera P_{it}
TS 400/220/110 kV	0	2x300 1x400	2,7 (na 400 kV) 2,0 (na 220 kV) 1,8 (na 110 kV)
TS B 110/X kV	9	2x40	1,6
TS C 110/X kV	24	2x20	1,5
TS D 110/X kV	11	2x60	1,2

4.2.2.4 Nesimetrija napona

Trofazni elektroenergetski sustav naziva se simetričnim ukoliko su naponi i struje u svim fazama jednakog iznosa, i međusobno fazno razmaknuti 120° . Ako taj uvjet nije ispunjen, sustav se naziva nesimetričnim.

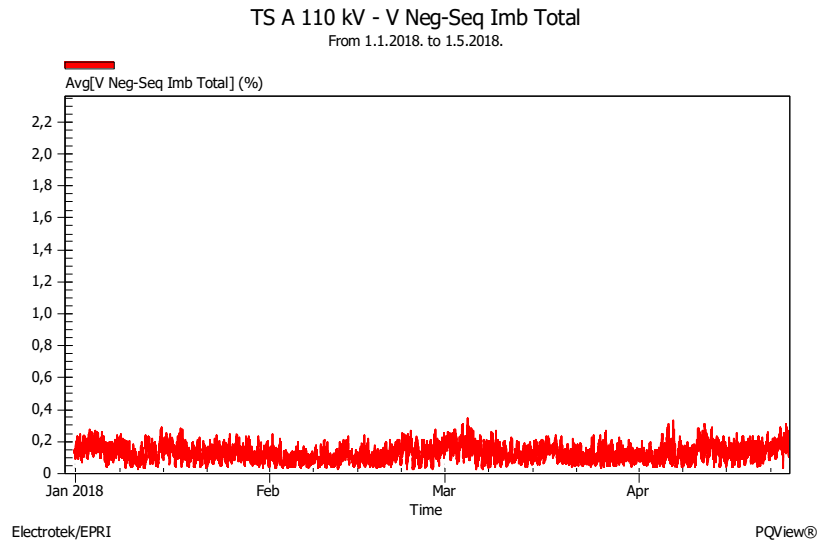
S obzirom na to da su elektrovučna postrojenja jednofazni tereti, spojeni dvofazno na trofazni sustav, potrebno je detaljno ispitati vrijednosti nesimetrije koje ona unose u prijenosnu mrežu.

Nesimetrija utječe na kakvoću napona, ali također i na dodatno zagrijavanje rotora generatora radi inverznog magnetskog polja kojeg proizvode inverzne struje. Na taj način nesimetrija utječe na sigurnost, pouzdanost i ekonomičnost pogona prijenosnog sustava.

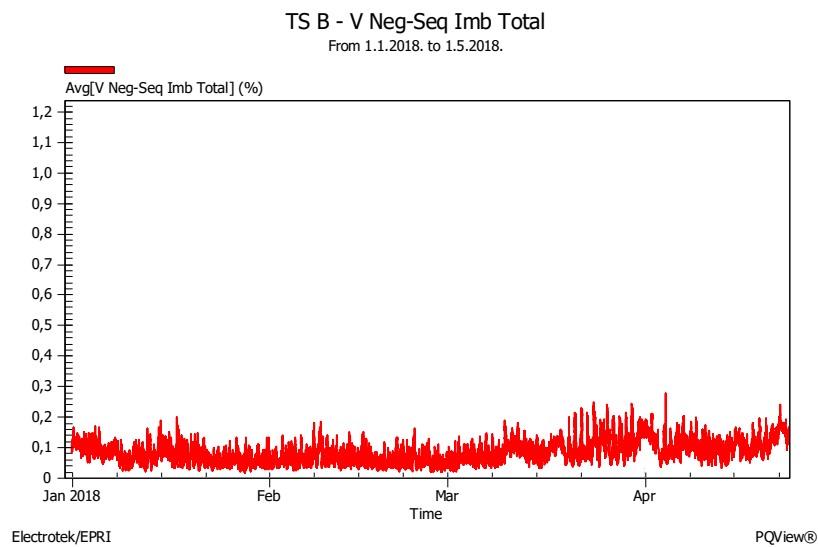
Smanjenje sigurnosti radi kvara i ispada jedinice mreže dovodi sustav u ugroženo stanje. Ukoliko dođe do dodatnog poremećaja, smanjuje se vjerojatnost povratka u stabilno stanje, te postoji mogućnost negativnog utjecaja čak i na susjedne elektroenergetske sustave.

Radi svega navedenog, naponsku nesimetriju treba proanalizirati s najviše pažnje jer može prouzrokovati veliku materijalnu štetu, kao i štetu uslijed nemogućnosti isporuke električne energije.

Na slikama 35-42 nalaze se izmjerene vrijednosti naponske nesimetrije u postrojenjima gdje postoji transformatorsko polje elektrovučnog postrojenja. Mjerenja su provedena na istoj naponskoj sabirnici gdje se spajaju i transformatori elektrovučne, te vjerno pokazuju maksimalni iznos nesimetrije.

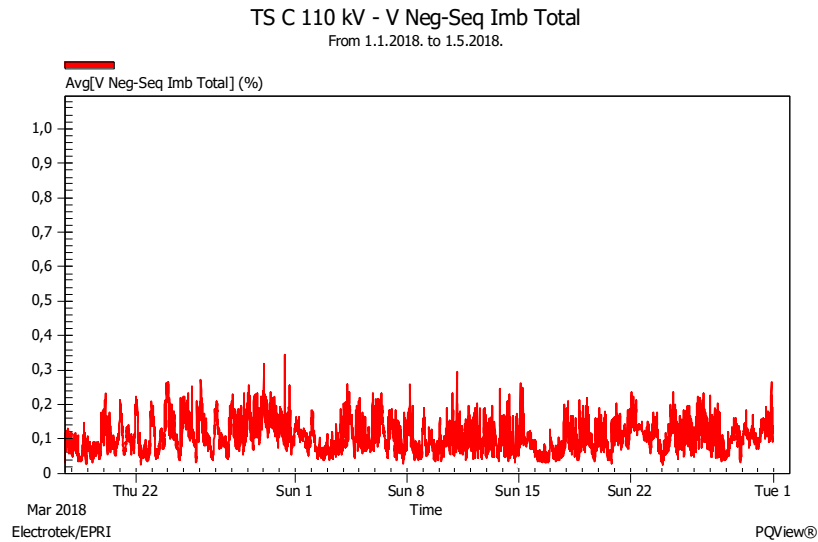


Slika 35: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS A 110 kV

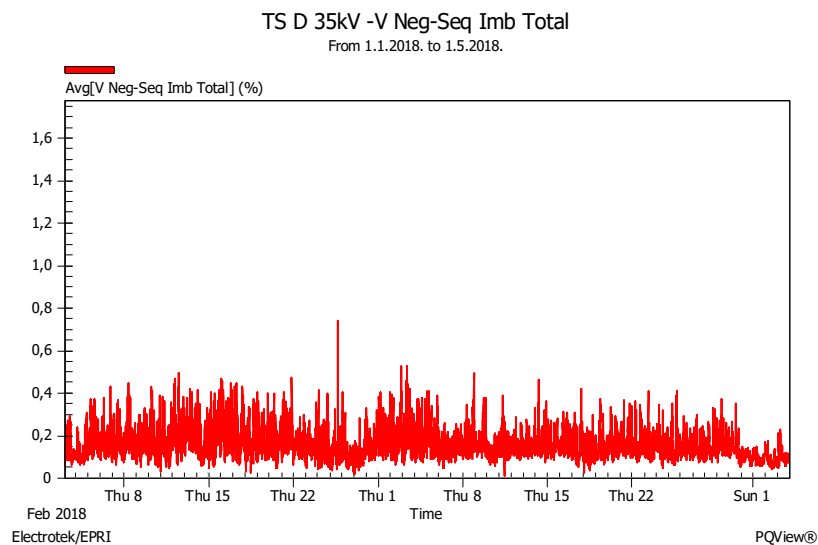


Slika 36: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS B 110 kV

Na slikama 35-36 se vidi kako je vrijednost naponske nesimetrije ujednačena, i ne prelazi vrijednost 0,3 %.

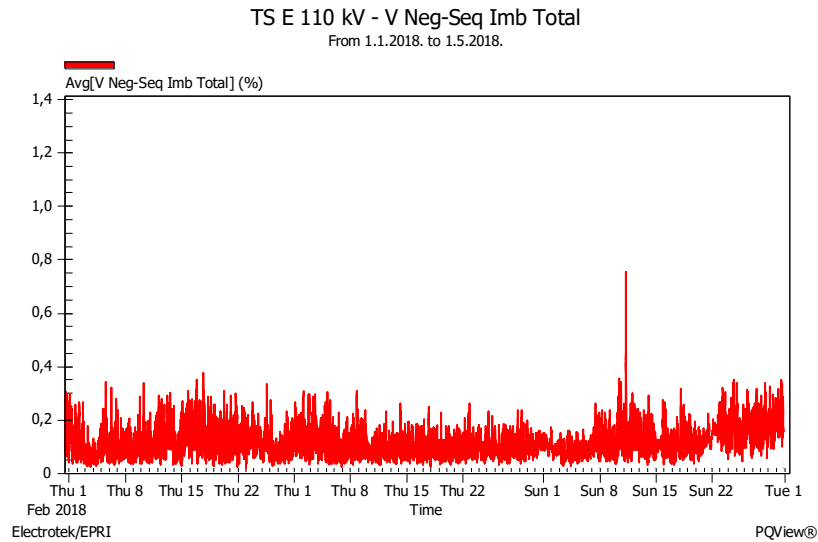


Slika 37: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS C 110 kV

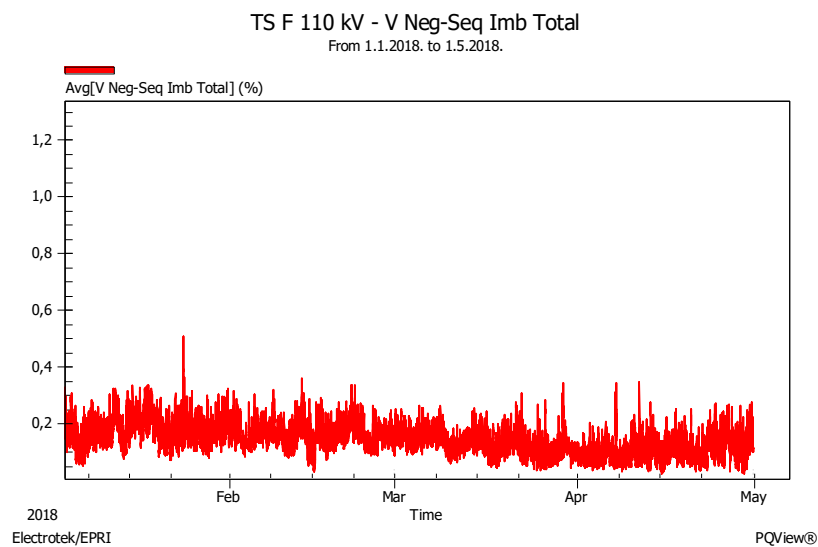


Slika 38: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS D 110 kV

Na slikama 37 i 38 se vidi malo jače nesimetrično opterećenje. Naponska nesimetrija na slici 37 iznosi oko 0,35% a na slici 38 oko 0,75 %.



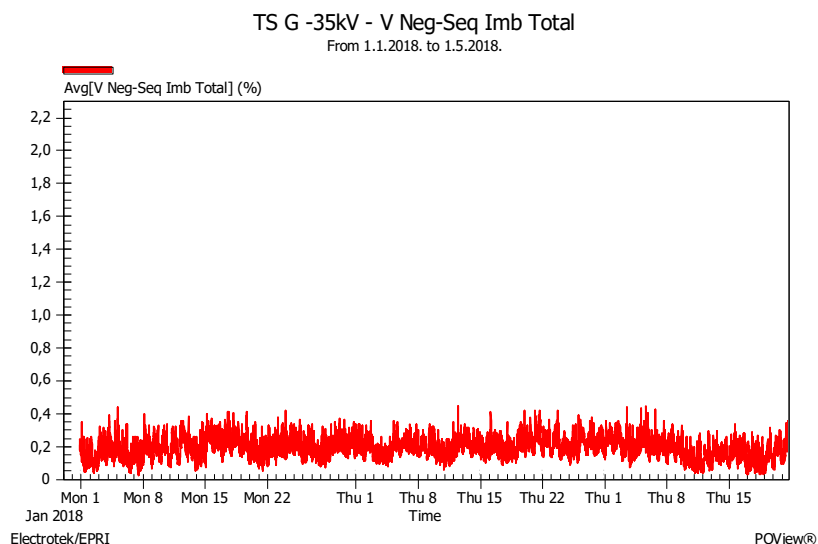
Slika 39: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS E 110 kV



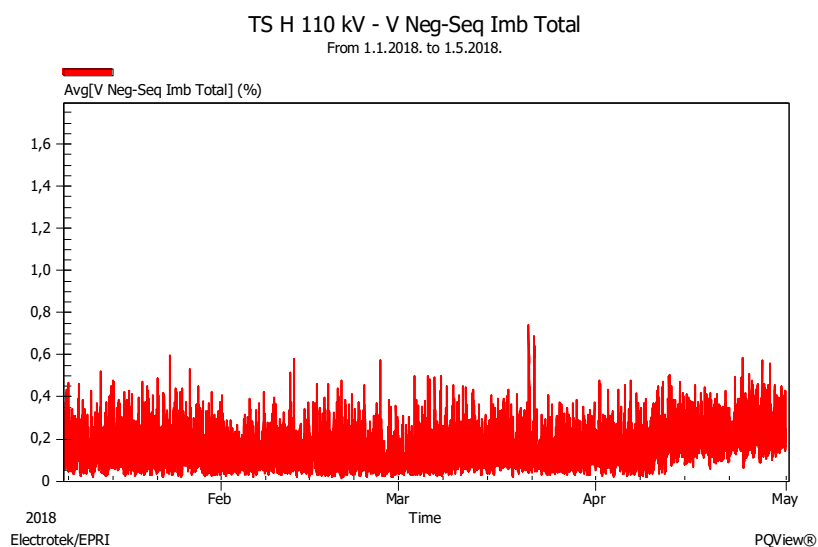
Slika 40: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS F 110 kV

Slike 39 i 40 prikazuju vrijednosti nesimetrije napona ujednačenog iznosa, s dva izdvojena vrha – u objektu E vrijednosti 0,75%, a u objektu F vrijednosti 0,5%.

Nesimetrija u objektu G je potpuno ujednačena i ne prelazi 0,45%, a u objektu H ima izdvojenih šiljaka, od kojih je najviši oko 0,75%.



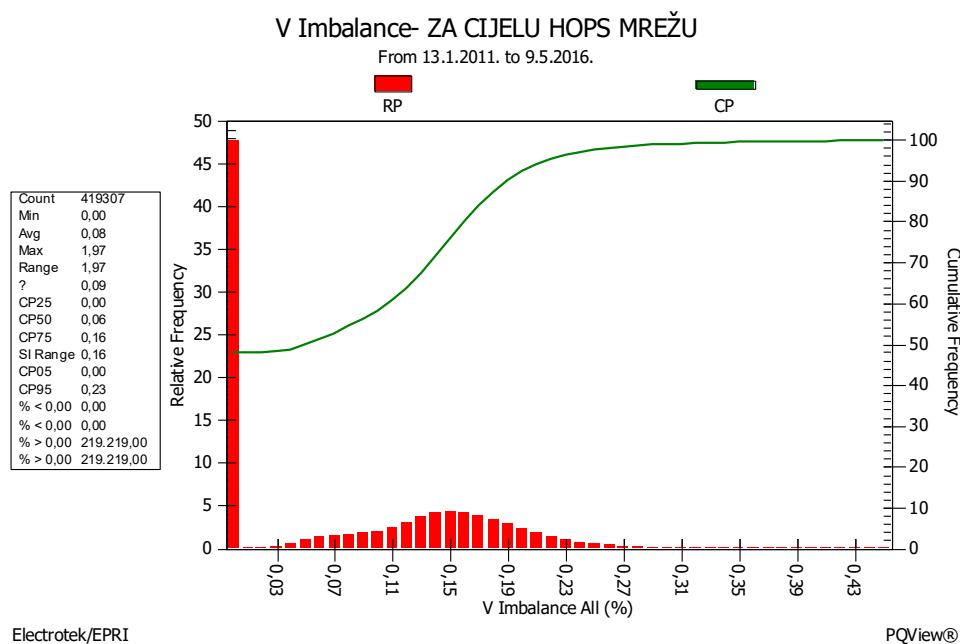
Slika 41: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS G 110 kV



Slika 42: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS H 110 kV

Najviše vrijednosti nesimetrije pojavljuju na zajedničkim sabirnicama elektrovnog postrojenja. Iz rezultata prikazanih na slikama 35 - 42 može se zaključiti da je prijenosna mreža dovoljno jaka da se ne osjećaju negativni utjecaju elektrovnih postrojenja na nesimetriju napona.

Na razini cijelog prijenosnog sustava nesimetrija je manja od 0,25%, što je vidljivo na slici 43.



Slika 43: Histogram CP95 vrijednosti nesimetrije za cijelu mrežu

Velike vrijednosti nesimetrija napona na prijenosnoj razini mogu se pojaviti u slučaju ispada jedne faze dalekovoda (uslijed pada stabla, ili prekida vodiča zbog leda ili mehaničkog oštećenja). Tu se, međutim, radi o poremećenom radu sustava, koji se ne promatra kroz prizmu kakvoće napona.

4.2.2.5 Pregled stanja mreže

Iz svega prikazanog, stanje kakvoće napona u mreži HOPS-a je sukladno propisanim pravilima, osim u području dugotrajnih flikera. Tu se kod postrojenja Željezare pojavljuju značajna odstupanja koja se šire dalje u mrežu.

Smetnje koje se pojavljuju, događaju se na 110 kV naponskoj razini, dok ih na 220 kV i 400 kV razinama nema jer na njih nisu priključeni veliki potrošači, a i dio su velike interkonekcijske mreže Europe.

Razine napona povišene su u odnosu na dozvoljene granice, ali budući da njihov porast ovisi o opterećenosti mreže i interkonekciji, taj parametar nije dalje razmatran.

Najviša izmjerena vrijednost naponske nesimetrije je praktički pola dozvoljene vrijednosti nesimetrije u prijenosnoj mreži (dozvoljena je 1,4%), a izmjerena je na najbližoj točki izvoru nesimetrije. Iz tog razloga nesimetrija također nije promatrana kao problematičan parametar u radu prijenosnog sustava.

Vrijednosti frekvencije, nesimetrije i harmoničkog izobličenja unutar su dozvoljenih granica.

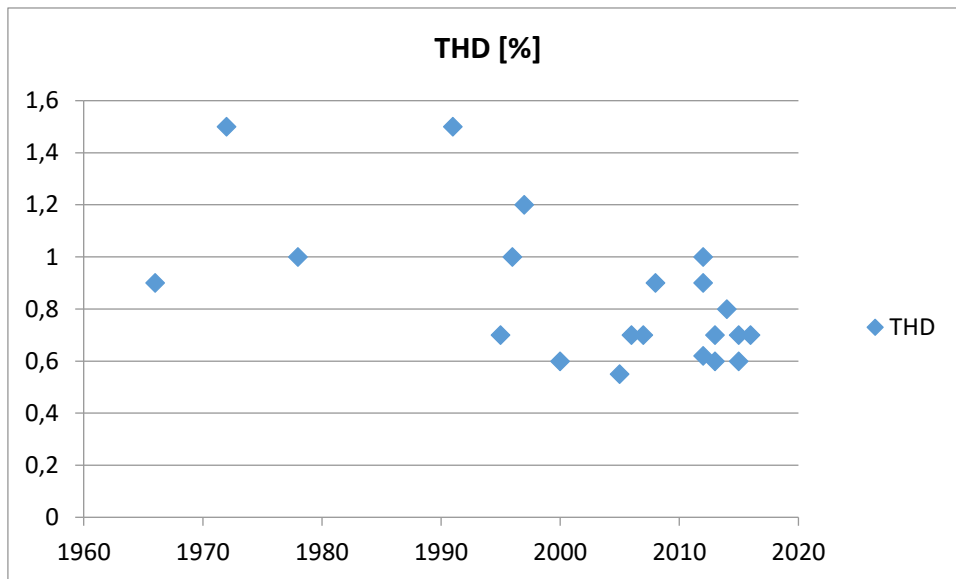
Budući da se vrijednosti harmoničkog izobličenja povećavaju spuštanjem naponske razine mjerenja, propise o dozvoljenim razinama treba tako i regulirati. S druge strane, flikeri se prigušuju transformacijom na niženaponsku razinu, tako da se na srednjem naponu rijetko pojavljuju nedozvoljene vrijednosti.

4.2.3 Ovisnost THD o opterećenju transformatora i godini proizvodnje

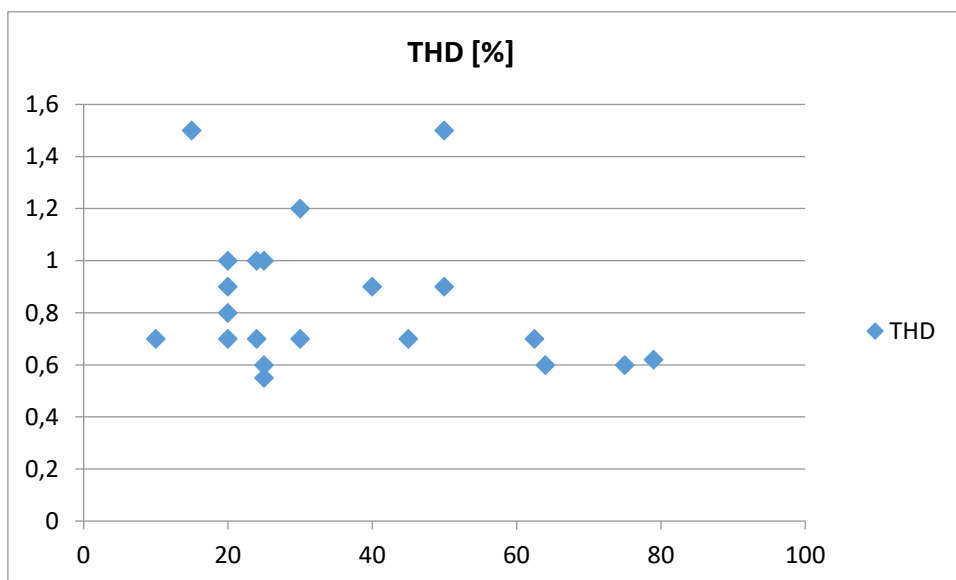
Budući da je jedino parametar harmoničkog izobličenja napona (THD) pokazao ovisnost o naponskim razinama, napravljen je pregled ovisnosti prema godini proizvodnje transformatora i opterećenju istog. Naime, u većini transformatorskih stanica postoje dva transformatora u paralelnom radu, najčešće u podopterećenju. Teoretski bi tada i izobličenje trebalo biti veće. Trebalo je također istražiti i ovisnost o godini proizvodnje transformatora, koji su izgrađeni u rasponu od 50 godina.

Kako bi usporedba bila utemeljena, promatrani su samo transformatori koji se nalaze na istoj poziciji u mreži na sučelju prijenosne i distribucijske mreže.

Ovisnosti su prikazane na slikama 44 i 45.



Slika 44: Ovisnost harmoničkog izobličenja o godini proizvodnje transformatora



Slika 45: Ovisnost harmoničkog izobličenja o opterećenju transformatora (u postocima nazivne snage)

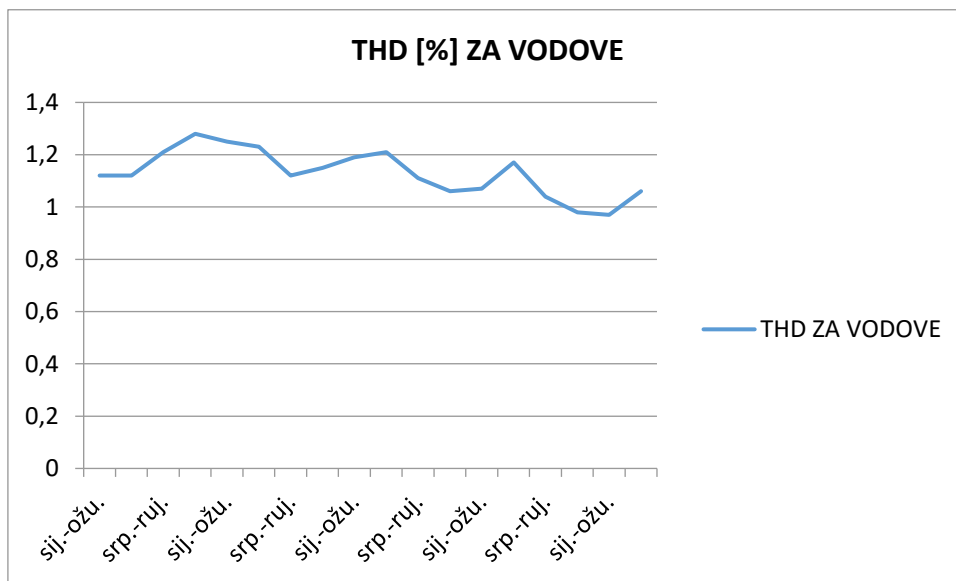
Prema rezultatima, veća ovisnost postoji o starosti transformatora nego o njegovom opterećenju. Naravno, neupitna je ovisnost o vrsti potrošača koja nosi najveću težinu.

4.2.4 Ovisnost THD o godišnjim dobima

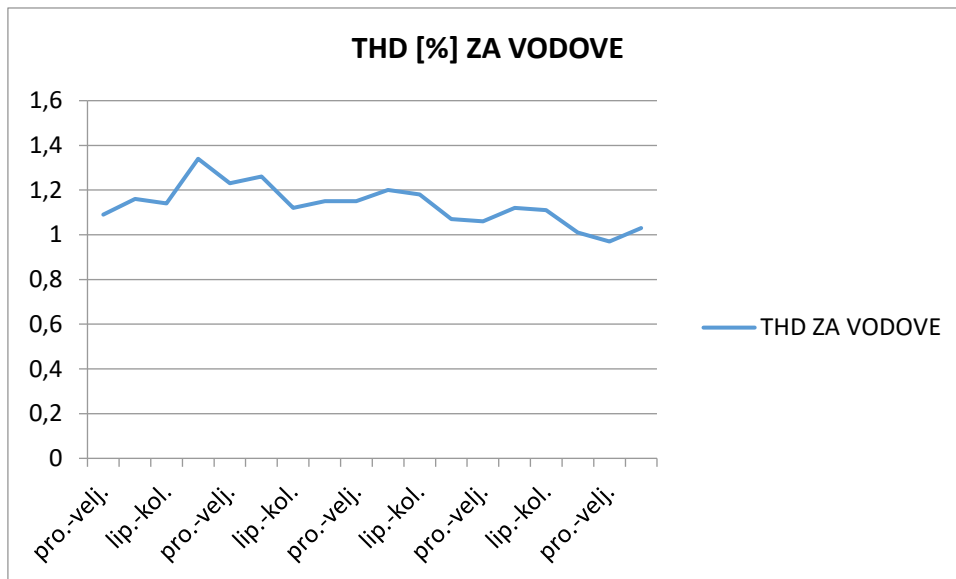
Nakon toga se istraživala ovisnost o godišnjim dobima, odnosno može li se utvrditi uzorak po kojem je tijekom jedne sezone THD u porastu, a tijekom drugog u padu. Istraživanje je provedeno na 110 kV vodovima prijenosnog sustava budući da su vrijednosti THD na transformatorima više ovisne o priključenom teretu.

Prvo se provjerilo stanje za kalendarska tromjesečja, prikazana na slici 46. Kako se nisu dobile ponovljive vrijednosti (u prvom tromjesečju su vrijednosti bile 1,12; 1,25; 1,19; 1,07; i 0,97), provjeravale su se vrijednosti prema godišnjem dobu. Raspodjela je prikazana na slici 47.

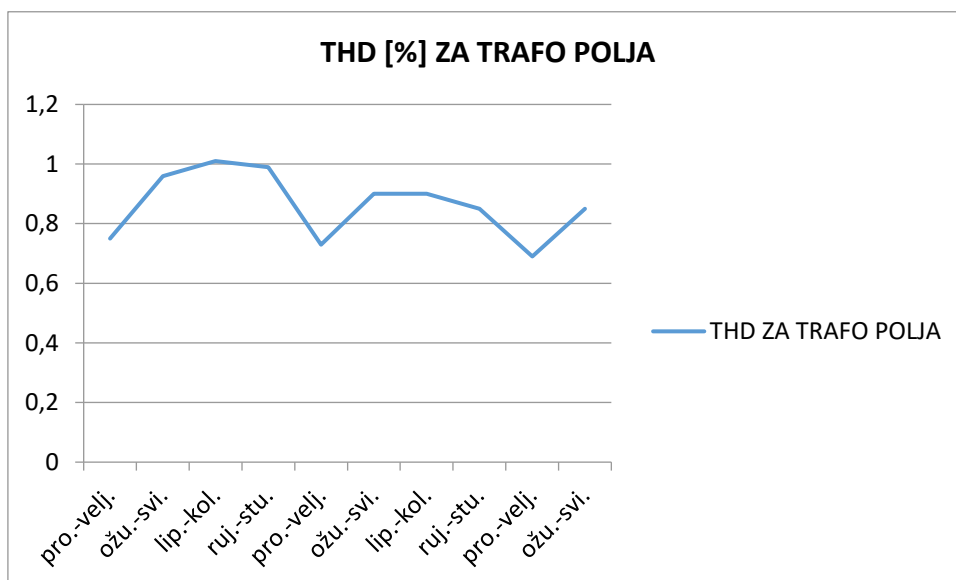
Kako se ni tu nije postiglo puno (na primjer, tijekom zime su izmjerene vrijednosti 1,09; 1,23; 1,15; 1,06; i 0,97), ispitalo se vrijednosti za transformatore. Rezultati su prikazani na slici 48.



Slika 46: Ovisnost harmoničkog izobličenja o kalendarskim tromjesečjima (na vodovima)



Slika 47: Ovisnost harmoničkog izobličenja o godišnjim dobima (na vodovima)



Slika 48: Ovisnost harmoničkog izobličenja o godišnjim dobima (na transformatorima)

Usporedba po kalendarskim tromjesečjima ne daje relevantne podatke. Što se sezonskih tromjesečja tiče, u početku nema nikakvog smisla, ali kasnije se vidi blago izdignuće tijekom ljetnih mjeseci i blagi propad tijekom zimskih. Općenito gledano, postoji tendencija pada vrijednosti THD-a od početaka praćenja kakvoće do danas.

Usporedbom za transformatorska polja nije se pokazala dosljednost niti se ponašanje moglo pratiti iz godine u godinu, ako je promatran cijeli prijenosni sustav. Tek se na pojedinim novijim

transformatorskim poljima pokazao uzorak pada vrijednosti THD-a preko zime i porast preko ljeta (prikazano na slici 48).

4.2.5 Usporedba kakvoće električne energije na različitim čvorištima mreže

Kako bi se kupcima bez tehničkog znanja približio pojam razine kakvoće električne energije, nizozemski operator distribucijskog sustava je inicirao izradu jednostavnog načina klasifikacije normalizacijom parametara kakvoće električne energije [48]. Osim što korisnici na taj način mogu jednostavno vidjeti razinu kakvoće električne energije koju plaćaju (prema tablici 11), mogu se i uspoređivati razine kakvoće različitih parametara.

Tako je:

$$r_{(v,q,p)} = 1 - \frac{m_{(v,q,p)}}{l_{(q)}} \quad (5)$$

gdje je

$r_{(v,q,p)}$ – normalizirani parametar q, na lokaciji v, za fazu p

$m_{(v,q,p)}$ – izmjerena razina parametra q, na lokaciji v, za fazu p

$l_{(q)}$ – razina kompatibilnosti za parametar q.

Normalizirani parametar ima vrijednost jedan, ukoliko je izmjerena razina parametra jednaka nuli, odnosno nula ako je izmjereni parametar jednak dozvoljenoj vrijednosti parametra. Vrijednosti normaliziranog parametra kakvoće električne energije te stanje kakvoće raspodijeljene su na način prikazan u tablici 11.

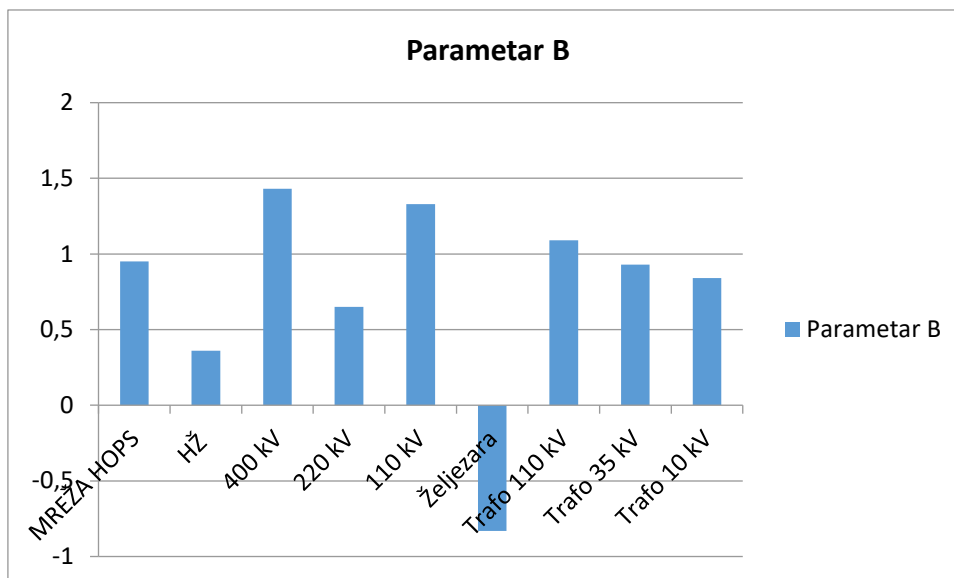
Tablica 11. Klasifikacija normaliziranog parametra kakvoće električne energije

Vrijednost normaliziranog parametra		Stanje kakvoće
maksimalna	minimalna	
1	0,66	vrlo visoka kakvoća
0,66	0,33	visoka kakvoća
0,33	0	normalna kakvoća
0	-0,33	loša kakvoća
-0,33	-0,66	vrlo loša kakvoća
-0,66	-1	izuzetno loša kakvoća

Ukoliko se na jednom mjernom mjestu prati više parametara, ukupna normalizirana vrijednost parametara kakvoće (nazovimo ju B) jednaka je zbroju pojedinih normaliziranih parametara. Tako se različita mjerna mjesta mogu uspoređivati (provoditi benchmarking) preko okvira norme, a ne pojedine smetnje.

Primijeni li se to na postojeću mrežu i pravila, vidi se da je potrebno pratiti 2 parametra: dugotrajne flikere i harmoničko izobličenje. Maksimalna vrijednost parametra B iznosi 2, dok minimalna može biti i manja od -2 (smetnja može biti višestruko veća od dozvoljene vrijednosti).

Grupirani parametri B za istovrsne objekte su prikazani na slici 49.



Slika 49: Iznos benchmarking parametra B prema tipu objekta

Primjenom klasifikacije, sa slike 49 se može očitati kako je kakvoća električne energije u prijenosnoj mreži Hrvatskog operatora prijenosnog sustava većinom visoka, vrlo visoka za 400 i 110 kV vodove, normalna u objektima željeznica i na 220 kV vodovima te vrlo loša u objektu Željezare.

4.2.6 Važnost utjecaja pojedinog parametra na mrežu

Hrvatski operator prijenosnog sustava je, sukladno Zakonu o tržištu električne energije [49], odgovoran za pogon i vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju prijenosne mreže, čime se garantira pouzdanost i raspoloživost sustava opskrbe električnom energijom.

Temeljem tog Zakona donesena su Mrežna pravila prijenosnog sustava, koja propisuju:

- tehničke uvjete za siguran pogon prijenosne mreže, radi pouzdane opskrbe krajnjih kupaca električnom energijom propisane kakvoće,
- tehničke uvjete za pristup prijenosnoj mreži i korištenje prijenosne mreže, te
- obveze korisnika prijenosne mreže u tehničkom pogledu.

Mrežna pravila odnose se na sve korisnike prijenosnog sustava, a temeljnim odrednicama određeno je da sigurnost rada elektroenergetskog sustava ima prioritet. Svi korisnici prijenosne mreže obvezni su sustavno provoditi mjere osiguranja kakvoće napona, a u cilju osiguranja kakvoće napona, operator prijenosnog sustava utvrđuje najveće dopušteno negativno povratno

djelovanje korisnika prijenosne mreže na kakvoću napona u točki priključenja na prijenosnu mrežu. Negativno povratno djelovanje utvrđuje se uvjetima priključenja na prijenosnu mrežu, čime se osigurava pouzdanost pogona elektroenergetskog sustava kao cjeline, pa se u uvjetima priključenja definiraju temeljne tehničke značajke na mjestu priključenja na prijenosnu mrežu. Ovdje je riječ o određivanju graničnih vrijednosti parametara koji su opisani u poglavlju 4.2.1.

Općim uvjetima za priključenje postrojenja korisnika mreže na prijenosnu mrežu definiran je elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja, temeljem kojeg operator prijenosnog sustava ispituje jesu li u postojećem, ili planiranom mjestu priključenja na prijenosnu mrežu, zadovoljeni potrebni uvjeti, tako da se postrojenje korisnika može priključiti na prijenosnu mrežu bez opasnosti za pogon postrojenja ostalih korisnika prijenosne mreže i bez nedopuštenih utjecaja na pogon i razvoj elektroenergetskog sustava.

Jedan od tih uvjeta (osim dopuštene snage priključka, snage kratkog spoja, pouzdanosti) je i kakvoća napona.

Cijeli ovaj niz uvjeta pokazuje koliko se kakvoća napona na prijenosnoj razini smatra bitnom za sigurnost pogona elektroenergetskog sustava. Jasno je da će u pojedinim dijelovima mreže utjecaj nekog od parametara biti veći od ostalih, ovisno o naponskoj razini ili iznosu struje kratkog spoja ili konfiguraciji mreže u određenom čvorištu. Osim toga, ni svi korisnici mreže nisu jednako osjetljivi na pojedine smetnje.

Stoga su dozvoljene vrijednosti parametara propisane za sve naponske razine prijenosne mreže, neovisno o iznosima struja kratkog spoja ili konfiguraciji mreže, a sama mreža je promatrana kao skup korisnika mreže, koji imaju jednaka prava i obaveze.

Budući da se želi osmisliti algoritam na način da svi korisnici mreže mogu biti zadovoljni kupljenom robom (električnom energijom), parametri kakvoće napona su promatrani kroz prizmu ekonomskog rješavanja problema korisnika mreže, a ne sigurnosti rada sustava (ispada, kvarova i sprečavanja istih).

Budući da su rezultati mjerenja i njihova analiza pokazali da su na prijenosnoj razini elektroenergetskog sustava iznosi flikera izvan dozvoljenih granica, a vrijednosti harmoničkog

izobličenja su povišene, upravo ti parametri predstavljaju bitan utjecaj na sigurnost pogona, te na ispunjenje zakonskih uvjeta o povratnom djelovanju korisnika sustava na mrežu.

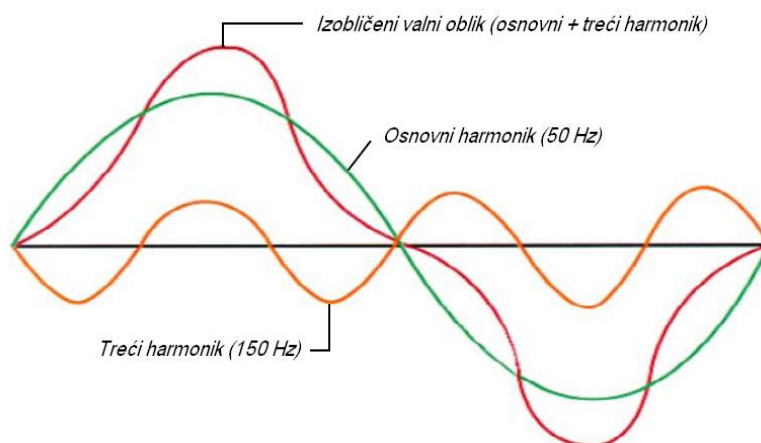
5. Uzroci i načini rješavanja problema loše kakvoće napona

Iz istraživanja predočenog u poglavlju 4 proizlazi zaključak da se problemi u prijenosnoj mreži HOPS-a odnose na povišene vrijednosti harmonika i flikera.

5.1 Harmonici

5.1.1 Osnovno o harmonicima

Harmonici su matematički način opisa izobličenja strujnog ili naponskog valnog oblika. Idealno gledano, valni oblici struje i napona su savršene sinusoide. Radi povećane prisutnosti elektroničkih i ostalih nelinearnih tereta, ovi valni oblici često postaju izobličeni. Odstupanje od savršenog sinusnog vala može se predstaviti harmonicima – sinusoidalnim komponentama čija je frekvencija cijeli višekratnik osnovne frekvencije. Čisti naponski i strujni sinusni val nema izobličenja, dok nesinusoidalni val ima izobličenja i harmonike, kao primjer na slici 50.



Slika 50: Izobličen valni oblik koji se sastoji od osnovnog i trećeg harmonika

Kako bi se odredila razina izobličenja, koristi se izraz *Ukupno harmoničko izobličenje* (THD - total harmonic distortion). Izraz označava izobličenje kao postotak osnovnog vala (čistog sinusa) struje i napona. Ono je definirano kao:

$$\text{THD}_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} V_h^2}}{V_1} \quad (6)$$

gdje je

THD_V – ukupno harmoničko izobličenje napona

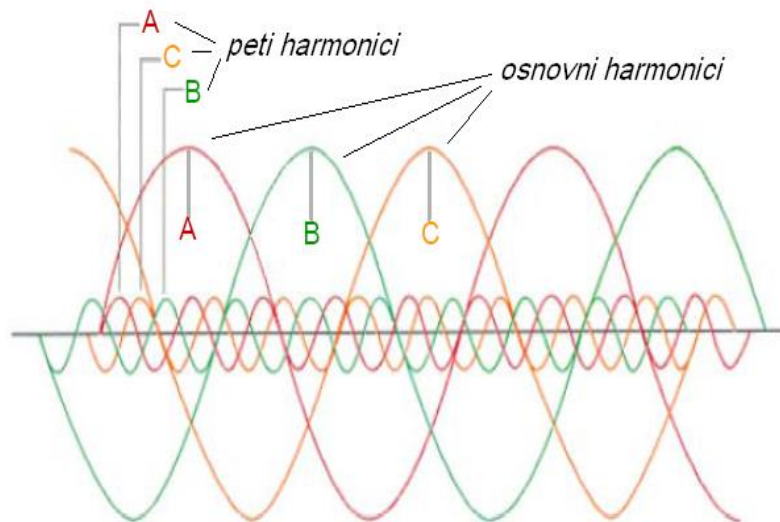
V_h – efektivna vrijednost napona h-tog harmonika

h – red harmonika

V_1 – osnovni harmonik.

Strujni harmonici predstavljaju problem jer uzrokuju povećanje gubitaka u komponentama elektroenergetskog sustava. Transformatori su posebno osjetljivi na ovaj problem te im prijenosna moć može pasti na 50% kad napajaju terete s izuzetno jakih valnim izobličenjem struje (THD iznad 100%) [50]. Tereti s jako izobličenim valnim oblikom struje također imaju slabi faktor snage; zbog ovog koriste više kapaciteta elektroenergetskog sustava i mogu biti izvor preopterećenja. To opet dovodi do ubrzavanja starenja izolacije i smanjenja dielektrične čvrstoće radi toplinskog stresa.

Strujni harmonici osim toga mogu izobličiti naponski val i izazvati naponske harmonike. Naponska izobličenja utječu ne samo na osjetljive elektroničke terete nego i na električne motore i kondenzatorske baterije. Kod električkih motora negativni harmonici (5, 11, 17), nazvani tako jer je njihova sekvenca suprotna od osnovne (RST→RTS), stvaraju rotirajuće magnetsko polje. Ovo polje rotira obrnuto od magnetskog polja osnovne frekvencije i može izazvati ne samo zagrijavanje nego i mehaničke oscilacije u sustavu motor-teret. Na slici 51 može se vidjeti inverzna sekvenca petog harmonika.



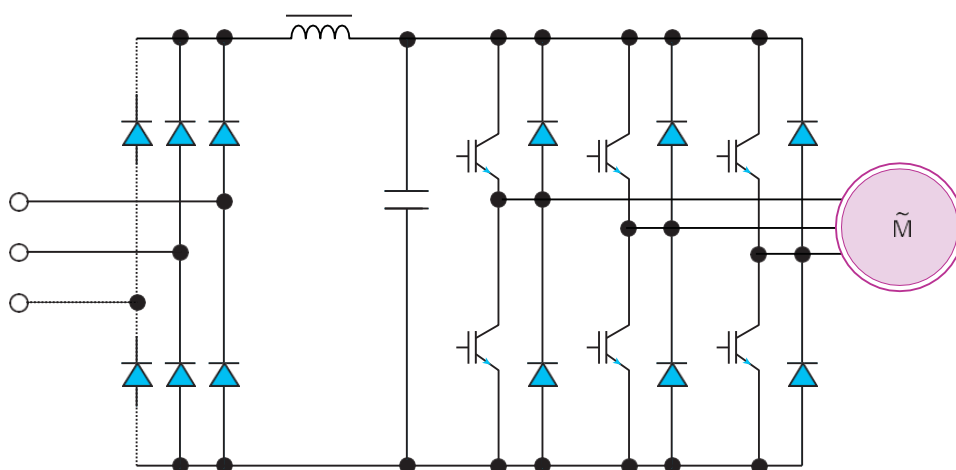
Slika 51: Uravnoteženi 3-fazni sustav s petim harmonikom

Dosta problema stvaraju treći harmonik i njegovi neparni višekratnici (9, 15, 21, itd.). Ti se harmonici nazivaju „tripleni“ (utrostručitelji), jer su ti harmonici R i S i T faze međusobno u fazi. Tako se zbrajaju, umjesto da se poništavaju, na neutralnom vodiču 3-faznog 4-vodnog sustava. Ovo može dovesti do preopterećenja neutralnog vodiča, ako nije projektiran za takvu vrstu tereta.

5.1.2 Uzroci pojave harmonika

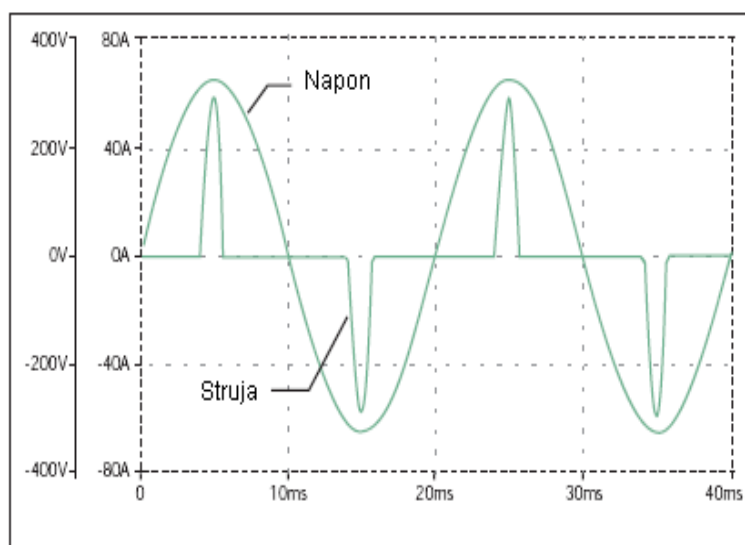
Harmonici se pojavljuju kod bilo koje opreme čija struja ne prati vjerno sinusni oblik napona. Tu se može raditi o uređajima koji mogu doći u zasićenje (elektromagnetski uređaji sa čeličnom jezgrom, rotirajući ili statični), pretvaračima baziranim na energetskej elektronici (ispravljači, invertori, elektromotorni pogoni) ili uređajima s električnim lukom (elektrolučne peći, zavarivači).

Slika 52 pokazuje osnovni strujni krug tipičnog izmjeničnog promjenjivog elektromotornog pogona [51]. Ulazni napon je ispravljen diodnim mostom, a rezultirajući istosmjerni napon je izgladen kondenzatorom i zavojnicom (za snage iznad 2,2 kW). Nakon toga prolazi kroz inverter s pulsnom modulacijom da bi stvorio sinusni izlazni napon, promjenjivog iznosa i frekvencije. Harmonike uzrokuje ulazni ispravljač, a ne, kako bi se moglo očekivati, inverter ili kontroler.

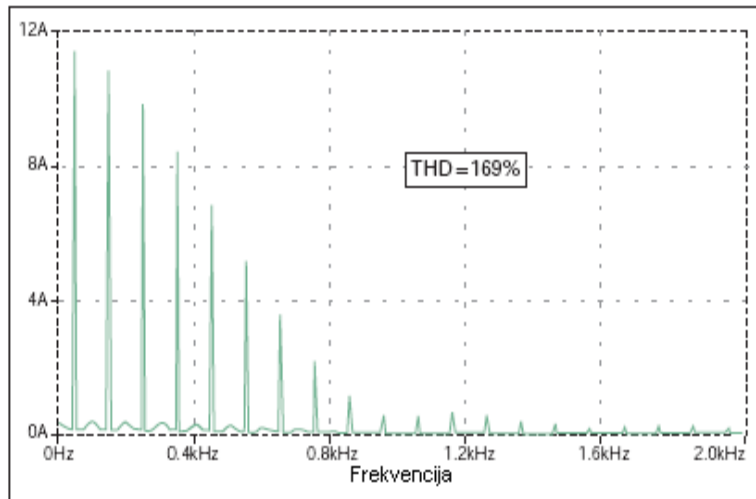


Slika 52: Osnovna konfiguracija izmjeničnog promjenjivog elektromotornog pogona

Ulaz može biti jednofazni ili trofazni. Kod jednofaznog ulaza struja ispravljača teče u pulsevima koji se poklapaju s vrhovima napona (slika 53), stvarajući veliko harmoničko izobličenje (slika 54).

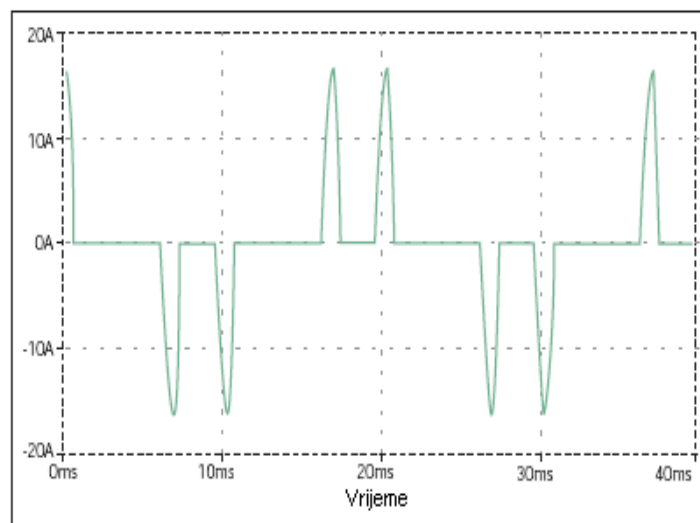


Slika 53: Tipičan valni oblik struje za jednofazni elektromotorni pogon, snage 1,5 kW

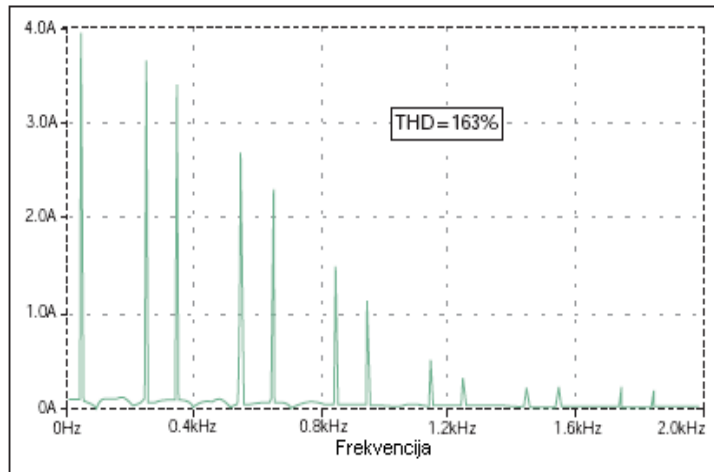


Slika 54: Odgovarajući frekvencijski spektar struje sa slike 53

Trofazni elektromotorni pogoni izazivaju manje struje harmonika za istu zadanu snagu od jednofaznih. Slika 55 pokazuje valni oblik struje za elektromotorni pogon snage 1,5 kW. Iznos struje je manji i postoje dvije vršne vrijednosti u svakoj poluperiodi, vrijednosti oko 20% manje od struje iz jednofazne konfiguracije.



Slika 55: Tipičan valni oblik struje za trofazni elektromotorni pogon, snage 1,5 kW



Slika 56: Odgovarajući spektar struje sa slike 55

Slika 56 pokazuje odgovarajući spektar struje trofaznog elektromotornog pogona. Iako se, u usporedbi s jednofaznim pogonom, razina harmoničkog izobličenja tek neznatno smanjila (sa 169% na 163%), apsolutne vrijednosti harmonika su značajno niže (npr. treći harmonik je 3,8 A umjesto 10 A).

Kako strujni harmonici izazivaju probleme u radu sustava i dalje izazivaju naponske harmonike, normom 61000-3-4 određene su granične vrijednosti strujnih harmonika (prikazane u tablici 12), izražene u postocima osnovnog harmonika.

Tablica 12. Dozvoljene vrijednosti strujnih harmonika

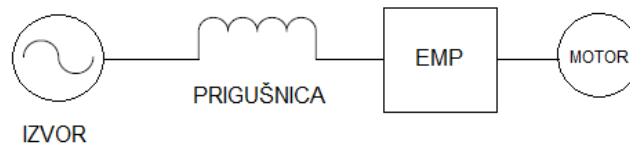
Harmonički red h	Dozvoljene vrijednosti strujnih harmonika [%]	Harmonički red h	Dozvoljene vrijednosti strujnih harmonika [%]
3	21,6	19	1,1
5	10,7	21	0,6
7	7,2	23	0,9
9	3,8	25	0,8
11	3,1	27	0,6
13	2	29	0,7
15	0,7	31	0,7
17	1,2	33	0,6

5.1.3 Rješavanje problema harmonika

Problemi s harmonicima mogu se rješavati na tri osnovna načina: smanjenjem emisije harmonika nelinearnih tereta modifikacijom njihove strukture, harmoničkim filterima (pasivnim i aktivnim) i odvojnim ili prigušnim transformatorima [52].

5.1.3.1 Linijska prigušnica

Linijske prigušnice su najjednostavnije i najjeftinije sredstvo smanjivanja harmoničkog izobličenja. Spajaju se u seriju s pojedinim nelinearnim teretom, primjerice elektromotornim pogonom s frekvencijskim pretvaračem, kao što se vidi na slici 57.



Slika 57: Linijska prigušnica s elektromotornim pogonom i motorom

Prigušnice snižavaju razinu harmoničkog izobličenja, ali također i naponske tranzijente koje izazivaju elektromotorni pogoni, a njihovo prigušenje ovisi o efektivnoj impedanciji koju prigušnica predstavlja u odnosu na teret.

Tako se ulazna impedancija izražava kao relativni pad napona prvog harmonika pri nazivnoj struji:

$$X_{\%} = \frac{I_1 X}{U_f} 100 [\%] \quad (7)$$

gdje je:

I_1 – nazivna struja (prvi harmonik) [A]

X – fazna reaktancija [Ω]

U_f – fazni napon [V].

Tipične vrijednosti su 1-1,5%, 3% i 5%.

Prednosti prigušnice su niska cijena, umjereno smanjenje harmonika, mogućnost izbora jačine prigušenja te dodatna zaštita elektromotornog pogona od naponskih tranzijenata. Nedostatak prigušnice je da ponekad nisu dovoljne da svedu harmonike unutar dozvoljenih granica.

U tablici 13 su prikazane vrijednosti prigušenja strujnih harmonika za različite vrijednosti impedancija prigušnica, uz pretpostavku 100% ukupnog strujnog harmoničkog izobličenja [53].

Tablica 13. Prigušenje strujnih harmonika prigušnicom

Harmonik	Impedancija prigušnice [%]			
	1	1,5	3	5
5	60%	51%	39%	32%
7	36%	28%	17,5%	12,5%
11	13%	11%	7,5%	6%
13	8%	6,5%	5%	4%
17	5%	4%	3%	2,3%
19	4%	3,3%	2,3%	1,8%
23	3%	2,6%	1,5%	1,1%
THD I	72%	60%	44%	35%

5.1.3.2 Višepulsni pretvarački sustavi

Najčešći način smanjenja strujnog izobličenja kod pretvarača, a time i smanjenje negativnog utjecaja na sustav, je povećanje broja pulseva pretvaračkog sustava. Višepulsni sustav može se ostvariti spajanjem u seriju ili paralelu pretvarače s manjim brojem pulseva, osiguravajući propisani fazni pomak među naponima napajanja ispravljачkih mostova.

5.1.3.3 12-pulsni pretvarač

Dvanaestpulsni pretvarač se sastoji od dva odvojena ulazna poluvodička mosta, koji su napajani izvorima iste impedancije, fazno pomaknutim za 30°. Izvori mogu biti dva odvojena transformatora, gdje je jedan u spoju zvijezda/zvijezda, a drugi u zvijezda/trokut spoju (za osiguravanje faznog pomaka), a pomak se može ostvariti i ugradnjom linijske prigušnice.

Dvanaestpulsna konstrukcija omogućava da harmonici prvog pretvarača poništavaju harmonike drugog. Najčešće se radi o petom i sedmom harmoniku. Korištenjem ovakvog pretvarača može se smanjiti do 85% harmonika u odnosu na tradicionalni 6-pulsni pretvarač, što omogućava viši udio nelinearnih tereta bez prelaženja dozvoljenih granica harmoničkog izobličenja (iako ponekad ni to nije dovoljno da se razina smanji ispod dozvoljene vrijednosti).

Njegove prednosti su prihvatljiva cijena (iako znatno više od prigušnice), značajno prigušenje naponskih i strujnih harmonika te dodatna ulazna zaštita poluvodičkih komponenti od tranzijenata. Problemi se javljaju pri određivanju ispravne impedancije za fazni pomak, koja je bitna za ispravno funkcioniranje pretvarača i veličine transformatora koji najčešće zahtijevaju odvojenu ugradnju.

5.1.3.4 18-pulsni pretvarač

Ova je metoda slična 12-pulsnom pretvaraču, samo što se umjesto dva fazno pomaknuta izvora napajanja i ispravljačka mosta koriste tri. Westinghouse Electric Corp. je 1989. godine patentirao posebno motani autotransformator – razlomljeni trokut, koji u spoju s 18 poluvodičkih elemenata poništava preko 90% strujnih harmonika (ukupno strujno harmoničko izobličenje iznosi tipično 2-3%) [54], čime praktički garantira sukladnost s normom IEEE 519-1992. Njegovo smanjenje harmonika je 4 puta bolje od 12-pulsne metode te ima manje odvojne transformatore. Problem je visoka cijena te veće i jače magnetske komponente od ostalih metoda. Iako je to tada bilo čudo moderne tehnike, Honeywell international je 2009. patentirao 24-pulsni pretvarač, a danas se već govori i o 36-pulsnom.

U tablici 14 prikazano je kako se vrijednosti strujnih harmonika (u postotku osnovnog harmonika) smanjuju korištenjem različitih vrsta višepulsnih ispravljača (sa ili bez prigušnice), prema [55].

Tablica 14. Vrijednosti strujnih harmonika za različite vrste ispravljača

Tipične vrijednosti strujnih harmonika (izražene u postocima osnovnog) za različite vrste konfiguracija									
Vrsta ispravljača	Harmonički red								THD
	5	7	11	13	17	19	23	25	
6-pulsni bez serijske prigušnice	80,0	58,0	18,0	10,0	7,0	6,0	5,0	2,5	101,5
6-pulsni s 2-3% serij. prigušnicom	40,0	15,0	5,0	4,0	4,0	3,0	2,0	2,0	43,6
6-pulsni s 5% serij. prigušnicom	32,0	9,0	4,0	3,0	3,0	2,0	1,5	1,0	33,9
6-pulsni sa serij. harm. filterom	2,5	2,5	2,0	2,0	1,5	1,0	0,5	0,5	4,9
12-pulsni	3,7	1,2	6,9	3,2	0,3	0,2	1,4	1,3	8,8
18-pulsni	0,6	0,8	0,5	0,4	3,0	2,2	0,5	0,3	3,9

5.1.3.5 Pasivni filteri

Postoje ugodeni i širokopolasni pasivni filteri, koji se često ugrađuju zajedno, nadopunjujući se svojim performansama. Oni imaju dvostruku ulogu – prigušenje harmonika i poboljšanje faktora snage sustava kompenzacijom reaktivne snage na osnovnom harmoniku. Pritom treba imati na umu da to može dovesti do kapacitivnog rada i povišenja napona tijekom niskog opterećenja sustava.

Najveća mana pasivnih filtera je što su glomazne i skupe komponente kompenzacijskog sustava kod kojih je broj pojedinačnih harmoničkih filtera jednak broju harmonika koje treba prigušiti, čime pogoršavaju učinkovitost sustava.

5.1.3.6 Ugođeni filteri

Ugođeni filter sastoji se od kombinacije kapacitivnih i induktivnih komponenata i ugrađuje se paralelno teretu na strani napajanja, ili, ako se radi o više tereta, na zajedničkim sabirnicama. Ugođeni filter na zadanoj frekvenciji predstavlja kratki spoj ili vrlo nisku impedanciju. Za elektromotorne pogone se ugađaju na peti harmonik (ili malo niže) jer je on najzastupljeniji. Filter će smanjiti i dio sedmog harmonika, međutim, ako je potrebno jako prigušenje, bit će potrebno postaviti dodatni filter.

Potreban je oprez pri primjeni ovakvih filtera jer ih je lako preopteretiti ako nisu dobro proračunati. Dodatni tereti, ako su ugrađeni bez filtera, također mogu dovesti do preopterećenja, pa se radi sigurnosti ugrađuje dodatna prigušnica koja će smanjiti mogućnost preopterećenja i poboljšati performanse filtera.

Ovakvi filteri su puno bolji od linijskih prigušnica, ali i puno skuplji i nezgrapniji te zahtijevaju puno pažnje pri projektiranju frekvencije filtera i njegove preopteretivosti. Ne garantiraju smanjenje harmonika ispod dozvoljene razine.

5.1.3.7 Širokopolasni filter

Širokopolasni filteri se spajaju serijski s teretom i smanjuju harmonike svih frekvencija, uključujući i treći, budući da predstavljaju nisku impedanciju na širokom pojasu frekvencija. Ne dovode sustav u rezonanciju i nisu preopteretivi harmonicima s drugih tereta. Njihova je prednost da dodatno poboljšavaju faktor snage, a filtriranjem simuliraju 12- ili čak 18-pulsni pretvarač. Problem je visoka cijena i ugradnja te činjenica da ne garantiraju smanjenje harmonika ispod dozvoljene razine.

5.1.3.8 Aktivni filteri

Princip rada aktivnih filtera je eliminiranje onih komponenti struje nelinearnog tereta koje nisu radne struje. Ova metoda koristi sofisticirane uređaje energetske elektronike kako bi pratili struju koju teret vuče iz mreže te generirali valni oblik struje inverzan neželjenoj komponenti struje tereta.

Aktivni filteri su nerezonantni i lako se ugrađuju paralelno teretu, a mogu se koristiti kao kompenzatori harmonika ili faktora snage. Mogu se koristiti i s postojećim sklopom za korekciju faktora snage bez brige da će doći do harmoničke rezonance.

Paralelni filteri kompenziraju harmoničke struje tereta i praktički se ne mogu preopteretiti, dok serijski filteri kompenziraju naponske harmonike izvora.

Ovakvi filteri su najčešće skuplji od ostalih metoda smanjivanja harmonika, a kod serijske varijante moraju biti projektirani za ukupni teret.

5.1.3.9 Odvojni transformatori

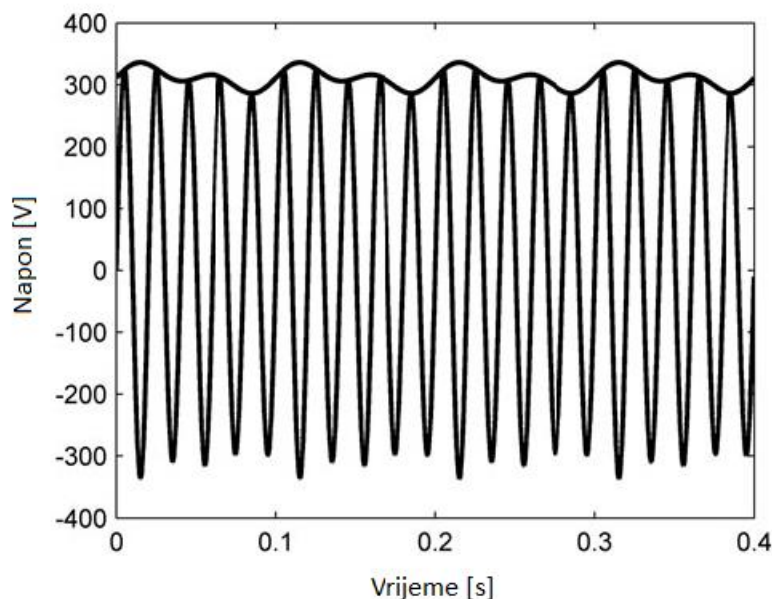
Odvojni transformatori su najčešće prijenosnog omjera 1:1 i ne smanjuju harmonike koje proizvodi jedno trošilo, već štite ostale korisnike od negativnog djelovanja harmonika. Mogu se koristiti u kombinaciji s linijskim prigušnicama za smanjenje harmonika te osiguravaju povećanu zaštitu od mrežnih tranzijenata.

5.2 Flikeri

5.2.1 Osnovno o flikerima

Prema [56] flikeri su vizualna pojava nestalnosti svjetla, čija se jakost ili spektralna raspodjela mijenja tijekom vremena. Budući da se radi o vrlo subjektivnoj pojavi, bolje ju je promotriti s električkog gledišta.

Flikeri su izazvani brzim promjenama napona, amplitude koja je puno manja od granice osjetljivosti električne opreme. Moglo bi se reći da su većina brzih naponskih promjena u stvari flikeri. Treperenje napona reda samo 1% nazivnog napona već može proizvesti značajnu nelagodu, posebno ako je frekvencija titranja između 8 i 10 Hz. Pojednostavljeni valni oblik naponskog flikera može se vidjeti na slici 58.



Slika 58: Valni oblik naponskog flikera

Flikeri se opisuju pomoću dva parametra, ovisno o načinu mjerenja istih:

- Parametar P_{st} , što je mjera jakosti kratkotrajnih flikera za 10-minutni interval. Odabirom promatranja kroz 10 minuta se postigao kompromis, jer je interval dovoljno dug da spriječi stavljanje značaja na izolirane slučajeve naponskih promjena a istovremeno je dovoljno kratak da bi okarakterizirao naponske promjene izazvane opremom s kratkim radnim ciklusima. P_{st} nema jedinicu mjere već ona odgovara granici koja se ne bi smjela prijeći da ne dođe do pojave nelagode kod promatrača za bilo koji fliker, neovisno od izvora smetnje.
- Parametar P_{lt} , što je mjera dugotrajnih flikera, dobivenih za dvosatni interval. P_{lt} se izvodi iz 12 uzastopnih vrijednosti P_{st} prema jednadžbi:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{12} P_{st,i}^3}{12}} \quad (8)$$

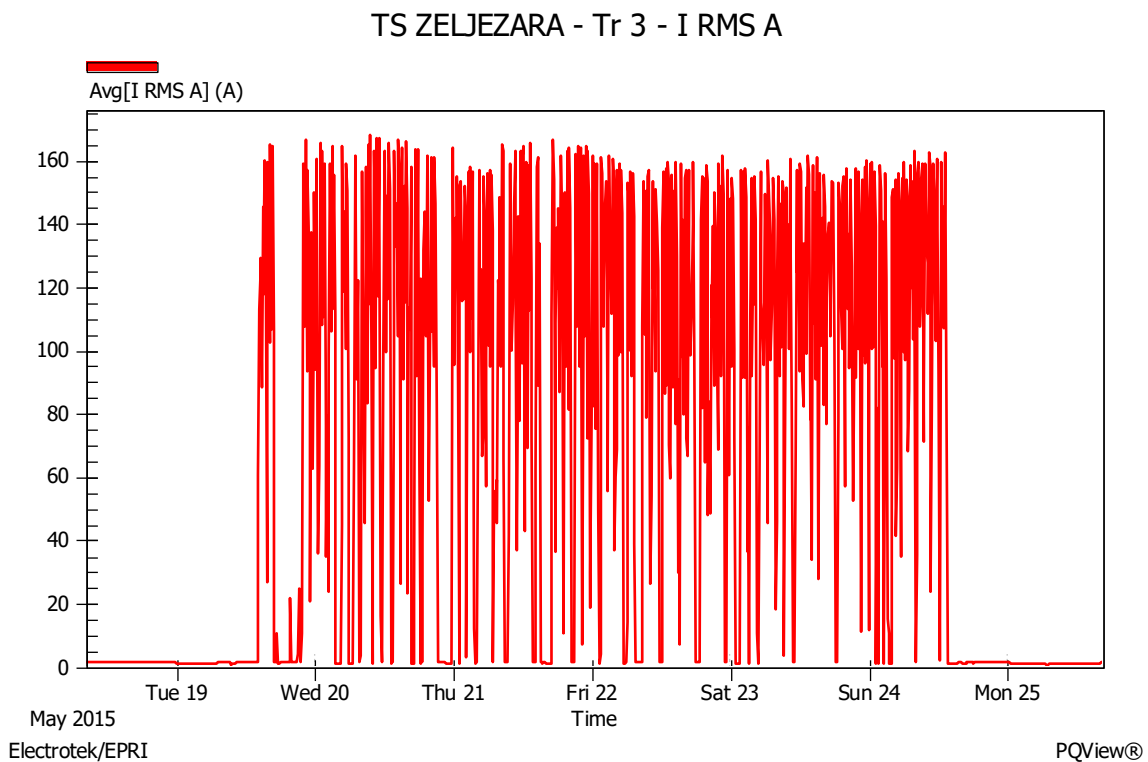
Parametar P_{lt} osigurava vjerodostojnost za dugotrajno prikupljanje flikera, kada se moraju promatrati izvori flikera s dugim ili promjenjivim radnim ciklusima ili kad više izvora smetnje rade istovremeno u nasumičnom rasporedu.

5.2.2 Uroci pojave flikera

Općenito se može reći da flikere uzrokuju uređaji koji imaju promjenjivu potrošnju energije, posebno jalove. Promjene mogu nastati uključivanjem ili isključivanjem velikih kapacitivnih tereta ili radi tereta fluktuirajućeg karaktera, kao što su elektrolučne peći, industrijski strojevi za zavarivanje ili kondenzatorske baterije.

5.2.3 Elektrolučne peći

Elektrolučne peći predstavljaju vrlo veliki industrijski teret čija se snaga kreće od nekoliko MVA pa do više od 100 MVA te su jedan od najvećih izvora flikera na visokonaponskoj mreži. Peći se koriste za proizvodnju čelika na način da električni luk između dvaju elektroda tali željezo. Početkom ciklusa zagrijavanja elektrode se umeću željeznu masu. Luk koji se pojavljuje u ovom dijelu procesa je vrlo nestabilan, dužina luka je promjenjiva, a struja oscilira od nule do struje kratkog spoja. Ovako drastične promjene snage stvaraju jaka naponska treperenja na mjestu preuzimanja električne energije te time pojavu flikera. Na slici 59 vidi se kako izgleda efektivna vrijednost struje za vrijeme rada elektrolučne peći.



Slika 59: Struja za vrijeme rada elektrolučne peći

5.2.3.1 Industrijski strojevi za zavarivanje

Industrijski strojevi za zavarivanje strojevi se temelje na Jouleovom efektu – struja koja protječe kroz elektrode disipira toplinsku energiju kojom se spajaju dva komada metala. Ovo zahtjeva protok struje vrlo visokih vrijednosti te se najčešće koriste transformatori s nižom vrijednošću napona.

Tijekom rada izmjenjuju se kratki intervali zavarivanja i intervala bez opterećenja. U intervalu zavarivanja stvaraju se dva koraka napona – jedan u trenu uspostavljanja struje i drugi u trenu isključenja. Ove naponske promjene mogu uzrokovati probleme kod obližnjih tereta, jer dolazi do prenapona i pojave flikera.

5.2.3.2 Kondenzatorske baterije

Kondenzatorske baterije spajaju se paralelno induktivnom teretu radi kompenzacije jalove snage i poboljšanja faktora snage. Njihovo uključivanje i isključivanje stvara porast napona proporcionalan jalovoj snazi kondenzatora i obrnuto proporcionalan snazi kratkog spoja na mjestu priključenja.

Porast (ili propad) napona može se izračunati kao:

$$d = \frac{X_s \cdot \Delta Q_i}{U_n^2} 100 [\%] \quad (9)$$

gdje je

X_s – reaktancija mrežne impedancije

ΔQ_i – promjena reaktivne snage tereta

U_n – nazivni napon.

Uvrstimo li u jednadžbu potrebne vrijednosti i ukoliko znamo broj isključenja u minuti, lako se može procijeniti ozbiljnost razine flikera.

Ipak, najveći problem s kondenzatorskim baterijama nije pojava flikera, već rezonancija između kapaciteta i induktivnih elemenata mreže te prenaponski tranzijenti uslijed kapacitivne veze.

5.2.4 Rješavanje problema flikera

Budući da flikere izazivaju naponska treperenja, rješavanje problema mora se orijentirati na smanjenje treperenja [57]. To se može postići na dva načina:

- smanjenjem promjena snage tereta (najčešće se radi o jalovoj snazi) i
- povećanjem snage kratkog spoja.

Uređaji za smanjenje flikera se baziraju na prvom pristupu, budući da se povećanje snage kratkog spoja najčešće može napraviti samo u fazi projektiranja postrojenja. Može se također projektirati postrojenje koje će raditi u otočnom radu i neće ometati normalan rad elektroenergetskog sustava. Umjereno smanjenje flikera postignut će se i ugradnjom serijske prigušnice, međutim, ona se ne može koristiti kod elektrolučnih peći jer utječe na njihov rad.

Najbolje rješenje je korištenje dinamičkih uređaja za kompenzaciju jalove snage, koji upravljaju izlaznom jalovom snagom na mjestu priključenja, čime uravnotežuju flikere. Tu pripadaju uređaji iz skupine FACTS uređaja (engl. *Flexible AC Transmission System*), odnosno fleksibilnih izmjeničnih prijenosnih sustava.

FACTS uređaji uključuju konverziju korištenjem energetske elektronike čija se snaga kreće u rasponu od nekoliko desetaka MW do nekoliko stotina MW.

Osnovne prednosti FACTS tehnologije su mogućnost djelovanja u vrlo kratkom vremenu te činjenica da se ugrađuju u već postojeća postrojenja. Postoji nekoliko izvedbi FACTS uređaja: s poprečnom, serijskom te kombiniranom kompenzacijom. Poprečni FACTS uređaji reguliraju iznos napona na način da kontinuirano injektiraju jalovu snagu, dok serijski reguliraju tokove snaga uz pomoć injektiranog izvora napona serijski spojenog s vodom.

5.2.4.1 Statički VAR kompenzator

Statički VAR kompenzator ili SVC je sklop električkih elemenata koji osigurava brzu dostavu jalove energije u visokonaponskoj prijenosnoj mreži. Izraz „statički“ se koristi da bi ga se razlikovalo od rotirajućih kompenzatora (sinkronih motora ili generatora). SVC regulira napon na mjestu priključka kontrolom jalove energije koja se predaje ili preuzima iz mreže. Ako je napon nizak, SVC generira jalovu energiju (kapacitivan rad uređaja), čime su osigurane

potrebe za jalovom energijom tereta, napojni vodovi su rasterećeni od prijenosa iste te se povisuje napon na mjestu priključenja. Na isti način sustav preuzima jalovu energiju (induktivni rad uređaja) kada je napon sustava visok.

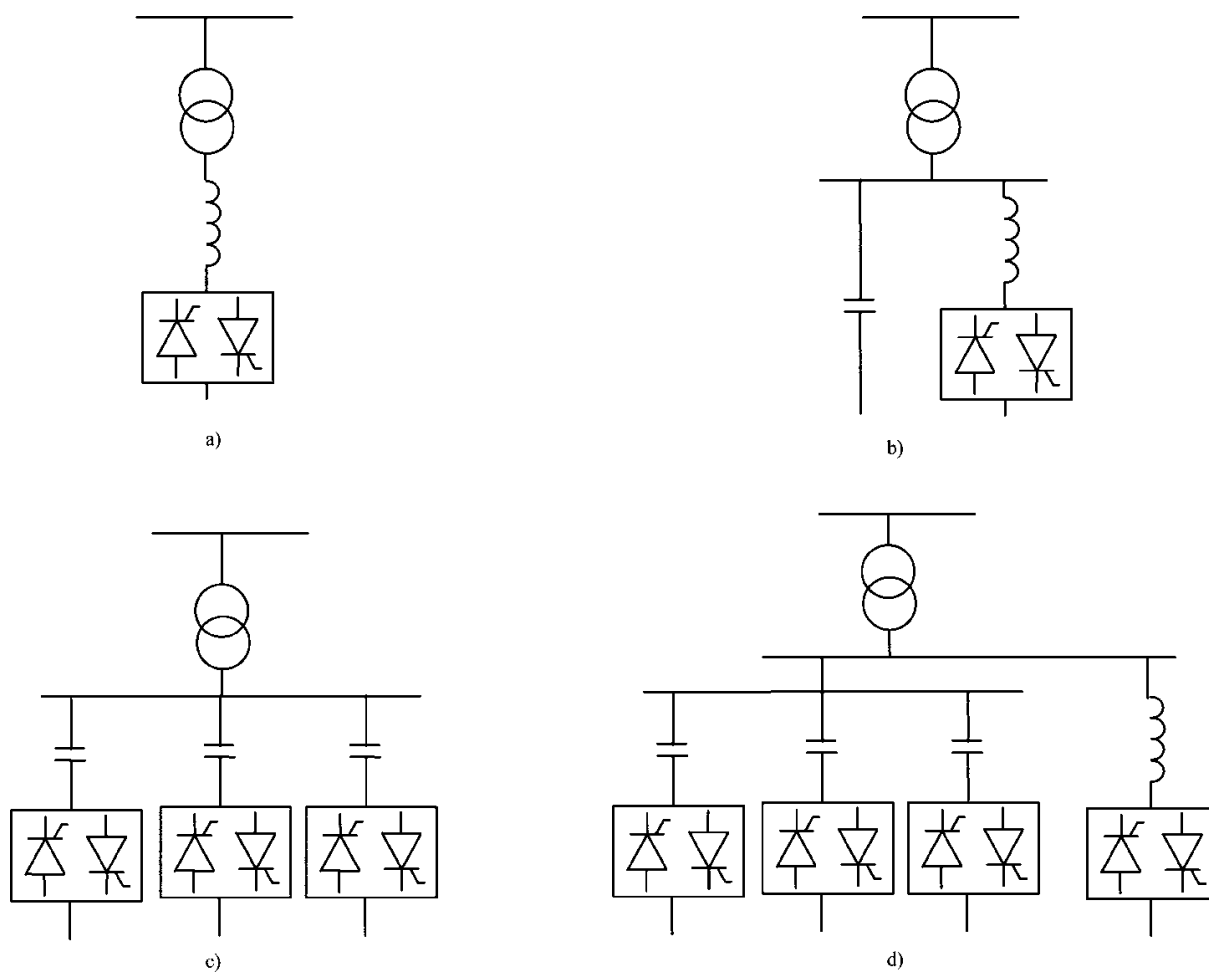
SVC se najčešće sastoji od dvaju paralelnih grana spojenih na sekundar transformatora. Jedna grana se sastoji od tiristorski upravljive prigušnice, a u drugoj je kondenzator. Promjene jalove snage postižu se promjenom kuta upravljanja tiristora, a time i struje kroz prigušnicu.

Druga mogućnost je korištenje tiristorski uklopivog kondenzatora. U tom slučaju se svaki kondenzator uključuje i isključuje prema potrebi. Tu je moguće ostvariti diskretne promjene reaktivne snage, ali nikad kontinuirane kao kod tiristorski upravljivih prigušnica.

Primjeri različitih konfiguracija statičkog VAR kompenzatora prikazane su na slici 60.

Jedna od glavnih ograničenja SVC uređaja je vremensko zatezanje. Naime, postoji vremenski razmak između poluperiode u kojoj se mjeri jalova komponenta i druge u kojoj dolazi do okidanja tiristora. S druge strane, treba uzeti u obzir i da SVC proizvodi vlastite harmonike te je potrebno ugraditi i filtere za smanjenje harmoničkog izobličenja.

SVC se smatraju dobrim za postrojenja snage oko 50 MVA, kod kojih mogu postići smanjenje flikera između 1,5 i 2 [58].



Slika 60: SVC konfiguracije: a) tiristorski upravljana prigušnica; b) tiristorski upravljana prigušnica s fiksnim kondenzatorom; c) tiristorski uklopiv kondenzator; d) tiristorski upravljana prigušnica s tiristorski uklopivim kondenzatorom

5.2.4.2 VSC – pretvarač s naponskim izvorom

Pretvarač s naponskim izvorom je uređaj energetske elektronike baziran na invertoru koji sa sabirnice istosmjernog napona osigurava izmjenični napon bilo kojeg iznosa, frekvencije ili faznog kuta [52]. Najčešće korišten način uključjenja i isključenja poluvodičkih elemenata je pulsno-širinski modulator. Reguliranjem izlaznog napona invertora može se kontrolirati preuzeta ili predana jalova energija sustavu, kao i kod statičkog VAR kompenzatora, na način da se jalova komponenta struje kompenzatora tereta drži što je manjom mogućom i time smanjuje treperenje napona.

Prednost ovog uređaja je korištenje puno više frekvencije komutacije nego kod SVC-a, budući da ona nije određena frekvencijom sustava. Na taj način prisilna komutacija

kompensatora predstavlja puno manje zatezanje te se promjene snage mogu bolje kompenzirati. Osim toga, moguće je kompenzirati i harmonike tereta.

Ovakvi uređaji su puno kompliciraniji od SVC-a i zahtijevaju poluvodičke komponente koje su sposobne istovremeno podržavati velike struje na visokoj komutacijskoj frekvenciji. Time su i puno skuplji u odnosu na SVC jednake snage.

Na temelju ovakvih pretvarača razvijen je cijeli niz uređaja, uključujući i STATCOM - statički sinkroni kompenzator. On može biti zasnovan na pretvaračima naponskog ili strujnog izvora, s tim da su naponski izvori cjenovno prihvatljiviji. Koliko je STATCOM postao poznat, vidi se i iz činjenice da je njegovo ime postalo sinonim za pretvarač s naponskim izlazom.

5.2.4.3 Povećanje struje kratkog spoja

Ukoliko se poveća struja kratkog spoja u mreži, naponske promjene se smanjuju prema omjeru:

$$\frac{S_{ks \text{ prije}}}{S_{ks \text{ poslije}}} \quad (10)$$

gdje je

$S_{ks \text{ prije}}$ - početna snaga kratkog spoja

$S_{ks \text{ poslije}}$ - snaga kratkog spoja postignuta nakon zahvata na mreži.

Budući da je jakost flikera linearno ovisna o jačini snage koja ju je izazvala, predviđeno smanjenje kratkotrajnih flikera P_{st} će biti jednako omjeru smanjenja naponskih promjena.

Rješenja kojim se povećava struja kratkog spoja su često vrlo skupa i ponekad neprimjenjiva. To su:

- izgradnja dodatnog voda
- spajanje na mrežu više naponske razine.

Osim na te načine, struja kratkog spoja (na niženaponskog strani) može se povećati i paralelnim spajanjem energetskih transformatora. Time problem flikera nije riješen, jer se smetnje prenose na cijeli sustav sabirnica.

Budući da se ovakvim mjerama zadire u konfiguraciju cijele mreže, često dolazi do dodatnih troškova, čineći ovakva rješenja izuzetno skupim i najčešće neisplativim te zato i teško prihvatljivim.

6. Ekonomski pristup rješavanju problema kakvoće napona

„Komercijalna kakvoća električne energije“ je trenutno važniji pojam nego „kakvoća napona“, iako bi, gledano tehničkom logikom, trebalo biti obrnuto. Naime, zasad se nigdje u Europi ne penalizira isporuka električne energije nezadovoljavajuće kakvoće napona (iako postoji obaveza mjerenja parametara), dok se nepoštivanje definiranih kriterija komercijalne kakvoće električne energije penalizira prema dobro razrađenim parametrima. Tu se radi o zadovoljstvu kupca uslugom i odzivom operatora sustava na pitanja i prigovore te otklanjanju kvara na mjestu priključka kupca.

Činjenica je da osiguranje kakvoće napona košta, a ponekad je i teško pronaći tehnički-ekonomsko zadovoljavajuće rješenje. Na primjer, rad željeznice unosi nesimetriju i harmonike u mrežu koji mogu smetati drugim korisnicima, ali je nije moguće isključiti iz mreže radi socijalno-ekonomske važnosti. To stavlja operatora sustava (prijenosnog ili distribucijskog) u nezgodnu poziciju odmjeravanja važnosti pojedinog kupca.

Prema Izvješću Vijeća Europskih energetske regulatora [46], od 27 promatranih zemalja, u samo njih 12 je Državna regulatorna agencija izdala odredbe u vezi kakvoće napona. Istovremeno su 22 zemlje prihvatile indikatore komercijalne kakvoće električne energije.

Za kakvoću napona određena su četiri regulatorna instrumenta:

- objava podataka
- minimalni zahtjevi i norme
- penaliziranje i obeštećenje vezano na normu
- ugovori o garantiranoj kakvoći napona.

U Republici Hrvatskoj se regulatorni instrumenti, ali i pokazatelji kakvoće električne energije, način njihovog mjerenja, prikupljanja i objavljivanja, više sile i iznimni događaji, uređuju Uvjetima kvalitete opskrbe električnom energijom [42].

Obaveze izvješćivanja od strane operatora prijenosnog sustava, prema navedenim Uvjetima, uopće se ne odnose na kakvoću napona, nego na pouzdanost (prosječno trajanje

dugotrajnih prekida) i količinu godišnje neisporučene električne energije. Neosporno je da je pouzdanost vrlo bitna za funkcioniranje sustava i postrojenja kupca, međutim, zanemaruju se parametri kakvoće napona koji mogu uzrokovati kvar ili oštećenje komponenata mreže te njihovo preuranjeno starenje. Također, kakvoća napona postaje sve važnijim parametrom radi sve veće osjetljivosti opreme krajnjeg korisnika mreže. Na primjer, zbog harmonika se povećavaju gubici (u odnosu na rad bez harmonika), dolazi do skraćivanja životnog vijeka komponenti sustava, smanjuje se pouzdanost sustava.

6.1 Ugovor o kakvoći napona

Francuska elektroprivreda, EDF, je provela analizu smanjenja utjecaja viših harmonika uz pretpostavku ugradnji aktivnih filtara u transformatorske stanice visokog na srednji napon i povećanje presjeka nultog vodiča u niskonaponskim mrežama. Procijenjeni ukupni dodatni trošak bi iznosio 25 milijardi eura [52]. Kako se radi o iznimno velikom iznosu, EDF je omogućio kupcima odabir razine kakvoće električne energije potpisivanjem posebnog ugovora, kojim se prihvaćaju razine nesimetrije, flikera, harmonika, prekida (planiranih i neplaniranih), naponskih promjena i frekvencije. Takav ugovor, nazvan Emerald contract [59], postoji u tri inačice:

1. Osnovni ugovor sa normiranom razinom kakvoće električne energije (koji zadovoljava većinu srednjenaponskih kupaca)
2. Osnovni ugovor s razinom kakvoće električne energije prilagođenom kupcu (koji se nudi kupcima čija je oprema osjetljiva na smetnje te se prema njoj određuje dozvoljeni godišnji broj propada ili prekida)
3. Plus ugovor (koji se nudi kupcima s vrlo osjetljivom opremom, a kao dio ugovora provodi se studija ukoliko je potrebno provesti poboljšanje rada sustava, na način da se poboljša mreža elektroprivrede ili da se smanji osjetljivost opreme kupca).

Francuska nije jedina država koja ima ugovor kojim se definira razina kakvoće električne energije. Slične ugovore imaju i Italija, Južnoafrička republika, Argentina, neki od američkih operatera elektroenergetskog sustava. Svi ti ugovori se baziraju na definiciji iz norme IEC 61000-4-30:2015, što takav ugovor treba sadržavati:

- normu kakvoće električne energije ili specifikacija kojom su određene granice prihvatljivih vrijednosti
- događaji koji nisu dio ugovora, kao što su izuzetni vremenski uvjeti ili ispadi radi vanjskih utjecaja
- trebaju li određeni podaci bit isključeni iz obrade prema prihvatljivim vrijednostima (npr., iznos harmonika u slučaju propada napona)
- tko provodi mjerenje (to može biti još netko osim potpisnika ugovora)
- tko snosi troškove mjerenja i ovisnost toga o rezultatima mjerenja
- trajanje mjerenja, minimalno tjedan dana za promjene napona, harmonike i flikere te minimalno godina za propade i prekide
- koji parametri će se mjeriti
- mjesto ugradnje mjernog uređaja
- vrsta spoja (linijski ili fazno)
- mjerna metoda i mjerna nesigurnost
- plaćanje naknade ukoliko kakvoća nije unutar dozvoljenih granica
- trajanje ugovora.

Da bi uopće mogli odrediti razinu kakvoće električne energije, potrebno je ugraditi uređaje koji će mjeriti potrebne parametre kakvoće napona. Kako na tržištu postoji čitav niz uređaja koji mjere parametre s različitom klasom točnosti, potrebno je dobro razmisliti koji je uređaj potreban, budući da njihove cijene jako ovise o klasi točnosti, a kreću od par stotina do desetak tisuća američkih dolara.

Uređaji koji se mogu koristiti za mjerenje parametara kakvoće napona:

- monitor kakvoće električne energije koji mjeri sukladno klasi A, B ili S
- naponski registrator / logger
- harmonički analizator
- prijenosni analizator kakvoće električne energije
- analizator sa mogućnošću daljinske komunikacije.

Norma IEC 61000-4-30:2015 [38], koja određuje ispitne i mjerne tehnike, definira i metode mjerenja parametara kakvoće napona. Mjerne metode su klasificirane u tri kategorije, klasa A, klasa B i klasa S, za različite primjene u praksi.

Namjena klasa je sljedeća:

1. Klasa A (engl. *Advance* – napredno)

Najstroža klasa, koja zahtijeva najvišu točnost od sve tri klase. Namijenjena je mjerenjima na obračunskim mjernim mjestima, gdje treba rješavati sporove ili određivati sukladnost sa normom. Uređaji koji mjere sukladno klasi A će, mjereći isti signal, pokazati isti rezultat unutar definirane mjerne nesigurnosti za određeni parametar.

2. Klasa B (engl. *Basic* – osnovno)

Ova klasa je uvedena da bi se dopustilo nekim od postojećih uređaja da ostanu na tržištu, ali za manje zahtjevne primjene. Drugo izdanje norme iz 2008. je spominjalo skorašnje uklanjanje klase B, a trećim izdanjem iz 2015. su neke značajke klase B prebačene u informativne priloge. Pretpostavlja se da će u idućem izdanju potpuno izbaciti, tako da se ne preporuča njeno korištenje za izradu novih uređaja.

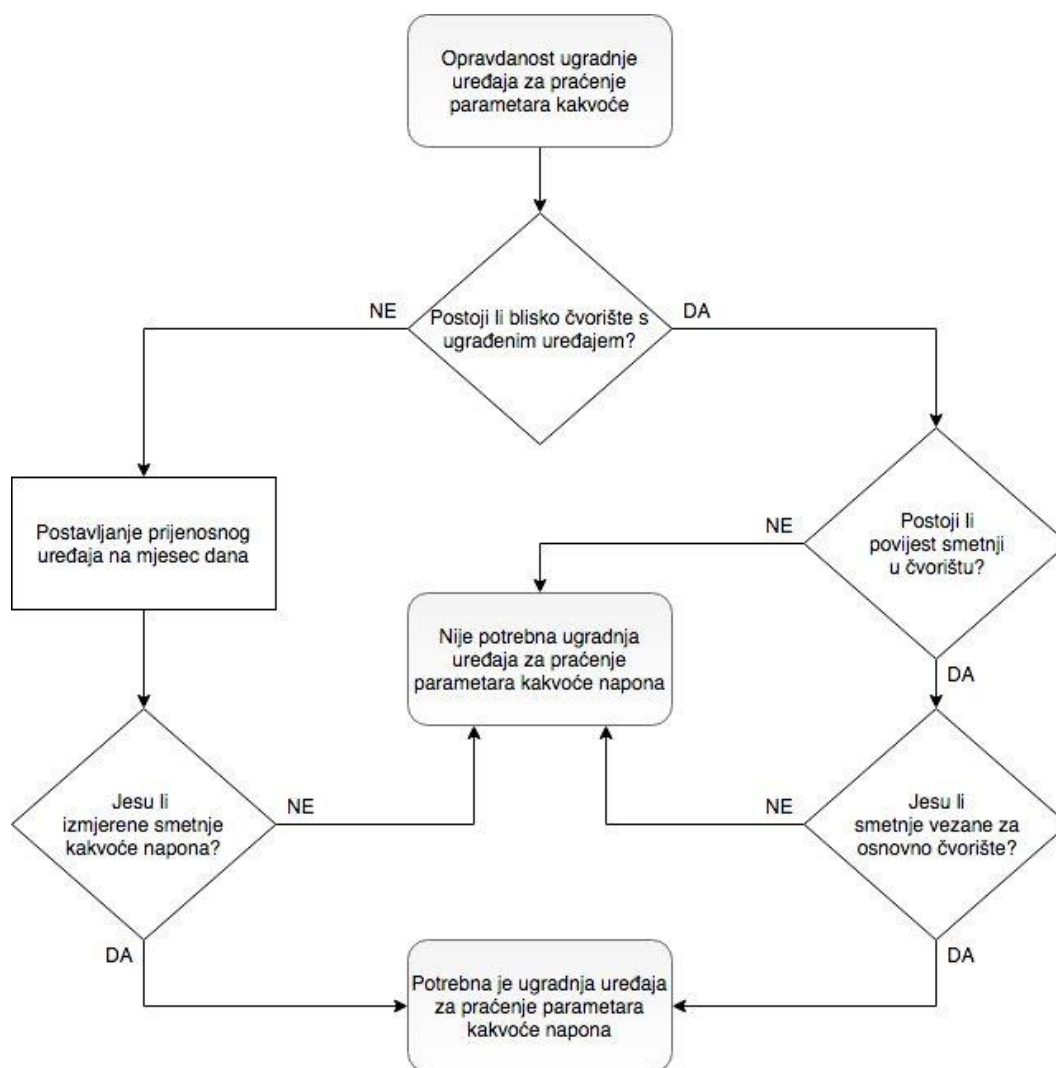
3. Klasa S (engl. *Surveys* – studije, nadzor)

Uređaji koji mjere sukladno klasi S su namijenjeni za statističke studije ili za nadzor parametara kakvoće napona kod mjernih mjesta gdje ne dolazi do pravnih sporova. Mjerni intervali su isti kao kod klase A, ali su zahtjevi na točnost i mjerne nesigurnosti niži.

Ukoliko se radi o mjestu gdje će možda doći do pravnog spora, potrebno je ugraditi uređaj koji mjeri sukladno klasi A. S druge strane, ako se radi o mjestu gdje se samo povremeno treba provjeravati stanje kakvoće napona, može se koristiti prijenosni uređaj klase S.

Budući da nije ekonomski opravdano pokriti cijelu mrežu uređajima za praćenje parametara kakvoće napona, potrebno je odlučiti o važnost mjesta ugradnje [60].

Najjednostavniji dijagram toka za opravdanost ugradnje uređaja je prikazan na slici 61.



Slika 61: Dijagram toka opravdanosti ugradnje uređaja

6.2 Cijena uređaja za smanjenje harmoničkog izobličenja i flikera

Kao što se vidi u poglavlju 5., loša kakvoća napona može izazvati velike troškove i operatoru sustava i korisnicima mreže, a tehnički načini rješavanja su cjenovno vrlo visoki.

Neka od tehničkih rješenja su i vremenski zahtjevna (npr. izgradnja dalekovoda), a neke mjere rješavanja smetnji, kao što su isključivanje korisnika s mreže, strateški su neizvedive (npr. željeznice).

Nisu ni sve metode smanjivanja smetnji prikladne za korištenje u prijenosnoj mreži. Naime, neke od metoda (npr. višepulsni pretvarački sustavi) predviđene su za ugradnju uz sami izvor harmonika, recimo na tiristorsku lokomotivu, a ne za sustavno suzbijanje harmonika u nekom od čvorišta mreže. Stoga se pri donošenju odluke o načinu rješavanja problema trebaju pomiriti i pravno-ekonomski i tehnički zahtjevi.

Sukladno rezultatima istraživanja, može se konstatirati da nema značajnih problema u vezi harmoničkog izobličenja u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži. Naime, željeznica unosi izobličenja i povisuje naponski THD, ali su vrijednosti i dalje unutar dozvoljenih granica, a ugradnjom novih tiristorskih ispravljača lokomotive emitiraju sve manje izobličenje.

Ako ipak dođe do harmoničkog izobličenja, prikladne metode za njegovo smanjivanje u prijenosnoj mreži su ugradnja prigušnica i filtera, aktivnih i pasivnih. Budući da je cijena filtera mnogo viša (pogotovo aktivnih), može se ugraditi prigušnica zajedno s filterom, jer će se tada filteri trebati proračunati za manji opseg smanjenja. Prema [61] cijene aktivnih filtera za korekciju harmonika nisu linearno ovisne o nazivnoj snazi tereta za koji se projektiraju, a kod pasivnih filtera i prigušnica jesu.

U tablici 15 se nalaze cijene uređaja za smanjivanje harmoničkog izobličenja, ovisno o njihovoj snazi (izražene u američkim dolarima, \$) [61].

Tablica 15. Cijene prigušnica, pasivnih i aktivnih filtera ovisno o njihovoj snazi

Tip uređaja	Cijena uređaja[\$/kVAr]		
	do 10 MVA _r	do 20 MVA _r	do 30 MVA _r
Prigušnica	4	4	4
pasivni filter	15	15	15
aktivni filter	90	80	70

Vidi se da su sredstva za prigušenje harmonika puno prihvatljivija cijenom, tako da za predviđenu snagu od 10 MVA_r prigušnica košta samo 40.000\$, pasivni filter 150.000\$, dok je aktivni filter ipak skuplji i košta 900.000 \$. Treba napomenuti da prigušnica i pasivni filter nemaju troškove održavanja ili su minimalni (do 1%), dok se za aktivni filter može se smatrati da je godišnji iznos 2% početne investicije [62].

Za smanjivanje flikera na prijenosnoj razini koriste se SVC i STATCOM uređaji. Iako su oni u prethodnom poglavlju opisani kao višestruko korisni i tehnički napredni sustavi, iako nude veliku prednost nad kontrolom elektroenergetskog sustava, iako su njihove performanse neupitne, a mogućnosti primjene mnogostruke, oni i dalje nisu rasprostranjeni koliko bi se to moglo očekivati. Razlog je njihova cijena, koja se sastoji od dvije komponente – cijene uređaja s ugradnjom i cijene održavanja [63].

Cijena uređaja se obično izražava u ovisnosti od snage FACTS uređaja, a cijena održavanja se izražava na godišnjoj razini. Tako se iskustveno može reći da godišnji troškovi održavanja FACTS uređaja iznose 5-10% cijene uređaja s instalacijom.

Tablica 16. Cijene SVC i STATCOM uređaja ovisno o njihovoj snazi

Tip uređaja	Cijena uređaja[\$/kVAr]		
	do 100 MVA _r	do 200 MVA _r	do 400 MVA _r
SVC	60	50	40
STATCOM	90	75	60

Iako je cijena uređaja navedenih u tablici 16 visoka [64] (za 100 MVA_r će SVC koštati 6 milijuna dolara, a STATCOM 9 milijuna), ona je i dalje zanemarivu u odnosu na cijenu investicije ugradnje novog dalekovoda za podizanje na višu naponsku razinu (reda veličine 1

milijun dolara po kilometru voda ne računajući cijenu visokonaponskog rasklopnog postrojenja).

6.2.1 Procjena potrebne veličine uređaja

6.2.1.1 Uređaji za smanjenje emisije flikera

a) SVC uređaji

Ako se za smanjenje flikera koristi SVC uređaj, potrebno je dobro procijeniti njegovu veličinu. Naime, ako se odabere nepotrebno velik, cijena će biti vrlo visoka. Ako se odabere premali, neće doći do dovoljnog prigušenja flikera. Već prije je rečeno da SVC može prigušiti flikere veličine 1,5-2 na prihvatljivu (dozvoljenu) razinu. Prema [65] je:

$$R_{SVC} = 1 + 0,75 \frac{S_{SVC}}{S_p} \quad (11)$$

gdje je

R_{SVC} – faktor smanjenja flikera ugradnjom SVC

S_{SVC} – snaga SVC [MVar]

S_p – snaga peći [MVA].

Može se procijeniti da je $S_p \approx 1,2 \cdot P_{Pmax}$.

Ako se promatra konkretan primjer Željezare Sisak, koja ima ugrađenu elektrolučnu peć maksimalne snage 28,8 MW, tada je:

$$S_p = 1,2 \cdot 28,8 = 34,56 \text{ MVA}$$

Uz potrebno smanjenje flikera s veličine 2 na 1, potrebna snaga SVC je:

$$2 = 1 + 0,75 \frac{S_{SVC}}{34,56} \rightarrow S_{SVC} = 46 \text{ MVar}$$

Znači, možemo računati da će se flikeri u Željezari do razine 2 moći sniziti ugradnjom SVC uređaja snage 50 MVar. Njegova cijena iznosila bi 3 milijuna dolara.

b) STATCOM uređaji

Prema studiji iz [66] prebacivanjem postrojenja elektrolučne peći sa 110 kV na 220 kV mrežu ne bi se postiglo zadovoljavajuće smanjenje razine flikera, već bi trebalo ugraditi STATCOM od 55MVar. Trebalo bi, međutim, reći da se u promatranom periodu promatrala nadogradnja postrojenja Željezare s još jednom peći. Znači da bi se za flikere veće od 2 i snagu veću od 30MW trebalo računati s ugradnjom STATCOM-a.

Ponovo je potrebno procijeniti snagu uređaja (u ovom slučaju STATCOM-a), kako bi se izbjegli nepotrebni troškovi ugradnjom uređaja prevelike snage, ili nedovoljno prigušenje flikera ugradnjom uređaja premale snage.

Prema [65] je:

$$S_{\text{STATCOM}} = 0,54 \cdot S_p \cdot \sqrt{R_{\text{STATCOM}}} \quad (12)$$

gdje je

R_{STATCOM} – faktor smanjenja flikera ugradnjom STATCOM-a

S_{STATCOM} – snaga STATCOM-a [MVar]

S_p – snaga peći [MVA].

Može se procijeniti da je $S_p \approx 1,2 \cdot P_{\text{Pmax}}$.

U slučaju da se promatra konkretan primjer Željezare Sisak, i uzme u obzir realno povećanje snage elektrolučne peći na maksimalnu snagu od 45 MW, tada je:

$$S_p = 1,2 \cdot 45 = 54 \text{ MVA}$$

Faktor smanjenja flikera se računa prema vrijednosti CP95 za željezaru, koja prema podacima iz tablice 9. iznosi 2,47. Uvrštavanjem svih vrijednosti, potrebna snaga STATCOM-a je:

$$S_{\text{STATCOM}} = 0,54 \cdot 54 \cdot \sqrt{2,47} \rightarrow S_{\text{STATCOM}} = 45,82 \text{ MVar}$$

Znači, može se računati da će se flikeri u Željezari preko razine 2, i s povećanom snagom peći, moći sniziti ugradnjom STATCOM uređaja snage 50 MVar. Njegova bi cijena iznosila 4,5 milijuna dolara.

6.2.1.2 Uređaji za smanjenje emisije harmonika

Za rješavanje problema s harmonicima mogu se promatrati elektrovučna postrojenja željeznice, jer su trenutno ona najveći izvor harmoničkog izobličenja. Svi uređaji za prigušenje harmonika se projektiraju za cjelokupan teret uz koji se ugrađuju, što u praksi znači 15 MVA (budući da postrojenja željeznice tipično imaju 2 transformatora snage 7,5 MVA).

a) Prigušnica

Ako bi se uzela snaga tereta od 15 MVA, tada bi 3% prigušnica, prema tablici 15, koštala 60.000 \$. Budući da prema [61] prigušnica može smanjiti THD na 45% početne vrijednosti, tada bi ona bila dovoljno djelotvorna za rješavanje problema u postojećoj mreži HOPS-a. Kako je na 110 kV razini dozvoljena vrijednost THD 3%, znači da prigušnica može smanjiti smetnje do razine 6,5%.

b) Pasivni filter

Pasivni filter snage 15 MVA prema tablici 14 košta oko 225.000 \$, a njime se prema [61] može smanjiti THD na 15% početne vrijednosti. Uzevši u obzir propisane vrijednosti harmoničkog izobličenja, pasivni filter može u dozvoljene granice svesti izobličenja do 20%.

c) Aktivni filter

Cijena aktivnog filtera prema tablici 15 je oko 1.200.000 \$. Aktivni filter može smanjiti harmoničko izobličenje na 5% početne vrijednosti [61]. S obzirom na performanse i cijenu aktivnog filtera, on se treba koristiti kada je potrebno sniziti ukupno harmoničko izobličenje vrijednosti preko 20%.

6.3 Proračun sustava kazni, obeštećenja i poticaja

U slučaju elektroprivrede postoji velika mogućnost žalbi na isporučenu energiju nezadovoljavajuće kakvoće. Tu se radi jednog izvora smetnje može pojaviti i desetak nezadovoljnih kupaca koji mogu svojim žalbama stvoriti operatoru veliki trošak. Zato je potrebno osmisliti model koji će istovremeno kažnjavati korisnika mreže koji unosi smetnju, obeštećivati kupce koji ne dobivaju električnu energiju propisane kakvoće te poticati korisnike mreže da ugrađuju opremu koja popravlja parametre kakvoće napona. Zasad u Republici Hrvatskoj nisu definirani sustavi kazni i poticaja, međutim, to je nešto što će neminovno uslijediti s obzirom na kompleksnost elektroenergetskog sustava.

6.3.1 Metode ocjene investicijskih mogućnosti

Za početak treba izračunati troškove investicije [67]. Pri pokretanju neke investicije, bitni su novčani tokovi koji nastaju provođenjem projekta te se temeljem njih određuje isplativost investicije. Tako je najčešće korištena metoda izrade kapitalnog proračuna Metoda neto sadašnje vrijednosti NPV (engl. *Net Present Value*):

$$NPV = -I + \sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+k)^i} \quad (13)$$

gdje je

NPV – neto sadašnja vrijednost

I – investicijski trošak

C_i – godišnji novčani tok

k – diskontna stopa ili trošak kapitala (uobičajeno između 5 i 15%)

n – vremensko razdoblje investicije.

Prihvatljiv je samo onaj investicijski projekt kod kojeg se utvrdi nula ili pozitivan iznos neto sadašnje vrijednosti, a ako se odlučuje između više projekata, odabire se onaj s višom neto sadašnjom vrijednosti, dok se vremensko razdoblje investicije se uzima 10 godina.

Prema [68] – [69], metoda neto sadašnje vrijednosti se koristi za velike projekte, tipično veće od 200.000 \$, dok se za manje projekte bira metoda perioda povrata. Period povrata je vrijeme koje je potrebno da se budućim novčanim primicima pokrije početno uloženi iznos

(investicija). Projekt se usvaja ako je period povrata manji od unaprijed utvrđenog vremena povrata investicije. Ako se odlučuje između više projekata, tada je u prednosti projekt s kraćim periodom povrata:

$$I = \sum_{i=1}^{t_p} C_i \quad (14)$$

gdje je

t_p – razdoblje povrata

C_i – godišnji novčani tok

I – investicijski trošak.

Ukoliko su godišnji novčani tokovi jednaki, tada je:

$$I = t_p \times C_i \quad (15)$$

U cilju rješavanja ekonomskih odnosa sudionika na prijenosnoj mreži hrvatskog elektroenergetskog sustava, isplativost investicije promatrat će se kroz prizmu kažnjavanja i obeštećenja korisnika mreže u odnosu na investiranje u uređaje za rješavanje problema kakvoće napona.

Odnosno, uz neto sadašnju vrijednost jednakoj nuli ($NPV=0$), slijedi:

$$I = \sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+k)^i} = \sum_{i=0}^n \frac{(K-O)_i}{(1+k)^i} \quad (16)$$

gdje je

K – godišnji iznos kazne koju korisnik mora platiti jer onečišćuje mrežu

O – godišnji trošak održavanja investicije I .

Kad se usporede iznosi investicija, može se vidjeti da se investicije ugradnje SVC-a, STATCOM-a pasivnog i aktivnog filtera promatraju metodom neto sadašnje vrijednosti, dok se ugradnja prigušnice promatra metodom razdoblja povrata.

6.3.2 Izračuni godišnjih tokova novca

Izračune godišnjih tokova novca potrebno je provesti za svaki od primjera ugradnje razmatranih uređaja.

Izračuni za STATCOM i SVC uređaje, kao i za pasivne i aktivne filtere provest će se prema metodi neto sadašnje vrijednosti, korištenjem jednadžbe (13), radi vrijednost investicije od preko 200.000 \$. Proračun tokova novca za ugradnju prigušnice provest će se metodom perioda povrata, budući da se radi o investiciji vrijednosti od oko 60.000 \$.

Za sve proračune metodom neto sadašnje vrijednosti, koristit će se vrijednosti kamate u rasponu od 5 do 15%, kako bi se zorno prikazalo koliko je potrebno povećanje godišnjeg toka novca korištenjem više kamatne stope, ili koliko je moguće povećanje maksimalnog iznosa investicije uz isti godišnji tok novca, ali s manjom kamatnom stopom.

6.3.2.1 Izračun godišnjih tokova novca potrebnih za ugradnju SVC uređaja

Ako se u (13) uvrste brojčane vrijednosti za SVC iz poglavlja 6.2.1., i trajanje investicije 10 godina uz kamatu 15%, tada se dobiva:

$$I = \sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+k)^i} = \sum_{i=0}^{10} \frac{C_i}{(1+0,15)^i} = 3.000.000 \$$$

odnosno $C_i \approx 600.000$ \$. To je godišnji tok novca koji je potreban da bi se isplatila desetgodišnja investicija uz kamatu od 15%.

Iznosi potrebnih tokova novca za različite kamatne stope dani su u tablici 17.

Tablica 17. Ovisnost godišnjeg toka novca o kamatnoj stopi za investiciju SVC

Iznos kamate [%]	Maksimalni iznos investicije, [\$] (SVC)	Godišnji tok novca, [\$]
15	3.000.000	600.000
12	3.000.000	540.000
10	3.000.000	500.000
8	3.000.000	440.000
6	3.000.000	400.000
5	3.000.000	380.000

Može se promatrati i kolika bi mogla biti investicija uz manju kamatnu stopu i isti godišnji tok novca. Ti su iznosi dani u tablici 18.

Tablica 18. Ovisnost iznosa investicije o kamatnoj stopi (moguća investicija - SVC)

Iznos kamate [%]	Maksimalni iznos investicije, [\$]	Godišnji tok novca, [\$]
15	3.000.000	600.000
12	3.400.000	600.000
10	3.700.000	600.000
8	4.000.000	600.000
6	4.400.000	600.000
5	4.600.000	600.000

6.3.2.2 Izračun godišnjih tokova novca potrebnih za ugradnju STATCOM uređaja

Ako se u (13) uvrste brojčane vrijednosti za investiciju STATCOM-a od 4.500.000 \$ iz poglavlja 6.2.1., i trajanje investicije 10 godina uz kamatu 15%, tada se dobiva godišnji tok novca od 900.000 \$. Iznosi potrebnih tokova novca za različite kamatne stope, te mogućih iznosa investicije za različite kamatne stope uz stalni priljev novca su dani u tablicama 19 i 20.

Tablica 19. Ovisnost godišnjeg toka novca o kamatnoj stopi za investiciju STATCOM

Iznos kamate [%]	Maksimalni iznos investicije, [\$] (STATCOM)	Godišnji tok novca, [\$]
15	4.500.000	900.000
12	4.500.000	800.000
10	4.500.000	730.000
8	4.500.000	670.000
6	4.500.000	610.000
5	4.500.000	585.000

Tablica 20. Ovisnost iznosa investicije o kamatnoj stopi (moguća investicija - STATCOM)

Iznos kamate [%]	Maksimalni iznos investicije, [\$]	Godišnji tok novca, [\$]
15	4.500.000	900.000
12	5.000.000	900.000
10	5.500.000	900.000
8	6.000.000	900.000
6	6.600.000	900.000
5	7.000.000	900.000

6.3.2.3 Izračun godišnjih tokova novca potrebnih za ugradnju pasivnog filtera

Ako se u (13) uvrste brojčane vrijednosti za investiciju pasivnog filtera od 225.000 \$ iz poglavlja 6.2.1., i trajanje investicije 10 godina uz kamatu 15%, tada se dobiva godišnji tok novca od 45.000 \$. Iznosi potrebnih tokova novca za različite kamatne stope, te mogućih iznosa investicije za različite kamatne stope uz stalni priljev novca su dani u tablicama 21 i 22.

Tablica 21. Ovisnost godišnjeg toka novca o kamatnoj stopi za investiciju pasivnog filtera

Iznos kamate [%]	Maksimalni iznos investicije, [\$] (pasivni filter)	Godišnji tok novca, [\$]
15	225.000	45.000
12	225.000	40.000
10	225.000	37.000
8	225.000	34.000
6	225.000	31.000
5	225.000	29.000

Tablica 22. Ovisnost iznosa investicije o kamatnoj stopi (moguća investicija - pasivni filter)

Iznos kamate [%]	Maksimalni iznos investicije, [\$]	Godišnji tok novca, [\$]
15	225.000	45.000
12	255.000	45.000
10	275.000	45.000
8	300.000	45.000
6	330.000	45.000
5	350.000	45.000

6.3.2.4 Izračun godišnjih tokova novca potrebnih za ugradnju aktivnog filtera

Ako se u (13) uvrste brojčane vrijednosti za investiciju aktivnog filtera od 1.200.000 \$ iz poglavlja 6.2.1., i trajanje investicije 10 godina uz kamatu 15%, tada se dobiva godišnji tok novca od 245.000 \$. Iznosi potrebnih tokova novca za različite kamatne stope, te mogućih iznosa investicije za različite kamatne stope uz stalni priljev novca su dani u tablicama 23 i 24.

Tablica 23. Ovisnost godišnjeg toka novca o kamatnoj stopi za investiciju aktivnog filtera

Iznos kamate [%]	Maksimalni iznos investicije, [\$] (aktivni filter)	Godišnji tok novca, [\$]
15	1.200.000	245.000
12	1.200.000	215.000
10	1.200.000	195.000
8	1.200.000	180.000
6	1.200.000	165.000
5	1.200.000	155.000

Tablica 24. Ovisnost iznosa investicije o kamatnoj stopi (moguća investicija - aktivni filter)

Iznos kamate [%]	Maksimalni iznos investicije, [\$]	Godišnji tok novca, [\$]
15	1.200.000	245.000
12	1.400.000	245.000
10	1.500.000	245.000
8	1.650.000	245.000
6	1.800.000	245.000
5	1.900.000	245.000

6.3.2.5 Izračun godišnjih tokova novca potrebnih za ugradnju prigušnice

Proračun godišnjih tokova novca za prigušnicu je drukčiji, budući da se radi o maloj investiciji i koristi se metoda povrata novca. Kako se i kod neto sadašnje vrijednosti računa s jednakim godišnjim tokovima novca, tako se i ovdje može koristiti isti princip. Budući da cijena proračunate prigušnice u poglavlju 6.2.1. iznosi 60.000\$, u promatranom sustavu velikih korisnika na prijenosnoj mreži može se reći da je trajanje investicije 3 godine, i nema troškova održavanja prigušnice. Znači:

$$I = t_p \times C_i \rightarrow C = \frac{I}{t_p} = \frac{60.000}{3} = 20.000 \$$$

6.3.3 Proračun kazne pri prekoračenju dozvoljenih vrijednosti flikera i harmonika

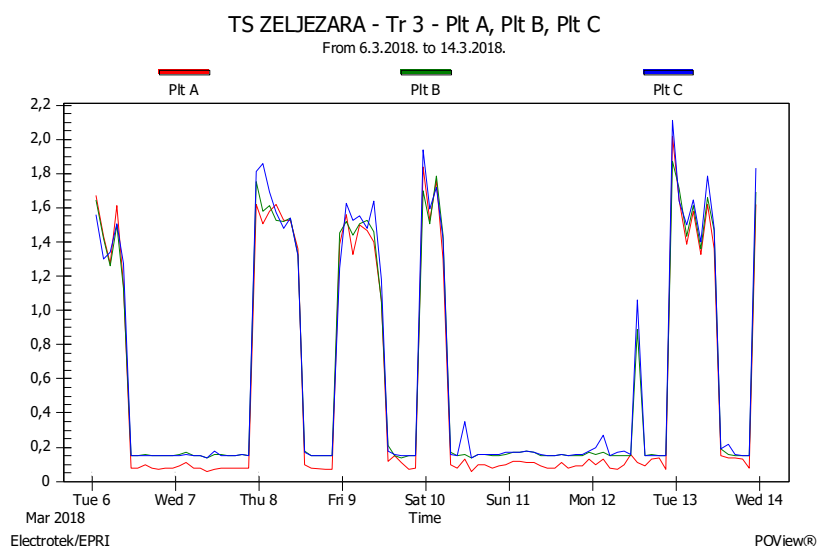
Proračun kazne treba promatrati kroz cijeli životni vijek uređaja, a ne samo kroz vrijeme trajanja investicije.

Očekivana životna dob uređaja za smanjenje unesenih smetnji u mrežu može se uspoređivati s komponentama klasičnog visokonaponskog postrojenja. Tako su SVC i STATCOM uređaji svojom građom i funkcionalnošću usporedivi s energetskim transformatorima, a prigušnica i filteri s mjernim transformatorima. Prema [70] može se računati da će životni vijek SVC i STATCOM uređaja biti 40 godina, a prigušnice i filtera 30 godina.

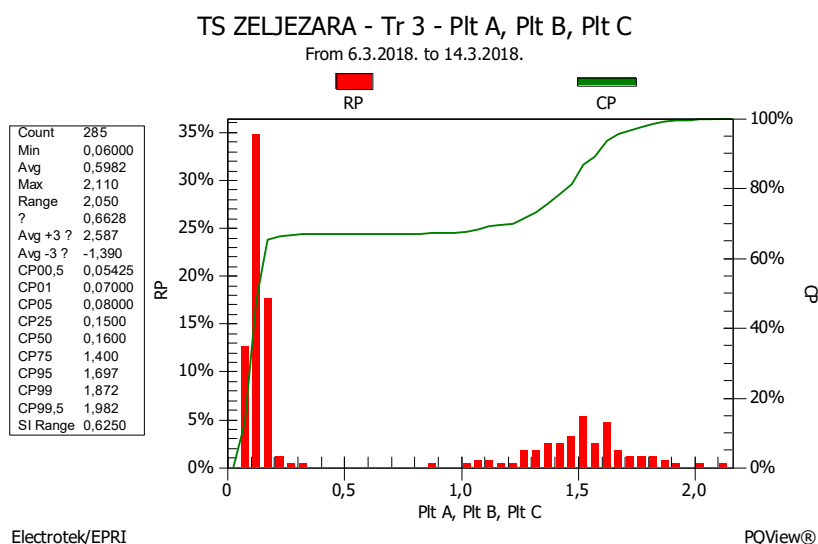
Kako bi se odredio primjeren iznos kazne, potrebno je promatrati realnu situaciju rada elektroenergetskog sustava.

6.3.3.1 Proračun kazne uz investiciju u SVC uređaj

Za prekoračenje dozvoljenih vrijednosti flikere treba promatrati rad najvećeg izvora flikera, a to je postrojenje željezare. Na slikama 62 i 63 prikazane su vrijednosti dugotrajnih flikera te se zorno vide vremenska razdoblja u kojima flikeri rastu, a u kojima su unutar dozvoljenih granica.



Slika 62: Vrijednosti dugotrajnih flikera u Željezari



Slika 63: Histogram vrijednosti flikera u Željezari

Iz tablice 17 vidi se da godišnji tok novca za investiciju u SVC uređaj (iz kojeg bi se trebalo izračunati godišnju kaznu za prekoračenje ograničenja razine flikera), uz kamatu od 12% iznosi 540.000\$. Ako se na to nadoda i srednji iznos godišnjeg održavanja iz 6.2., prema (16) maksimalna godišnja kazna iznosi:

$$C_i = 540.000 = K - O \quad \rightarrow \quad K = 540.000 + 0,07 \cdot 3.000.000 = 750.000 \$ \approx 4.500.000 \text{ kn}$$

a za korištenje uređaja tijekom 40 godina (ne samo 10), može se izračunati godišnja kazna:

$$K_g = 0,25 \cdot 4.500.000 \text{ kn} = 1.125.000 \text{ kn.}$$

Iz godišnjeg iznosa kazne dobiva se mjesečni iznos:

$$K_{mj} = 1.125.000/12 = 93.750 \text{ kn.}$$

Ako se uzme primjer da je Željezara radila s mjesečnim flikerima iznosa $CP95=1,7$ i maksimalnog iznosa $P_{lt}=2,1$, tada se prelazak dozvoljene razine flikera za 70%, može vrednovati na način:

$$K_{mj,red} = 0,7 \cdot 93.750 = 65.625 \text{ kn}$$

gdje je

$K_{mj,red}$ - vrijednost mjesečne kazne reducirane na iznos smetnje koja je izmjerena.

Kako se kod iznosa CP95 radi o statističkom parametru, trebalo bi vidjeti i koja je maksimalna izmjerena vrijednost flikera te i to uvrstiti u proračun, budući da više razine flikera jače prodiru u mrežu i ometaju više korisnika mreže. Dodatni iznos mjesečne kazne trebalo bi izračunati prema:

$$\left(\frac{P_{lt \max}}{P_{ltCP95}} - 1 \right) K_{mj,red} = \left(\frac{2,1}{1,7} - 1 \right) 65.625 = 15.441 \text{ kn.}$$

Ukupna mjesečna kazna za 70% prekoračenje flikera u tom mjesecu bi bila 81.066 kn. Budući da u uvjetima redovnog rada peći mjesečni iznos potrošene električne energije iznosi preko 300.000 kn, kazna za opterećivanje mreže flikerima u visini 27% računa za električnu energiju se čini opravdanom.

Uvijek se može dogoditi da je elektrolučna peć radila samo par dana, ali je svejedno emitirala previsoke flikere. Kako bi tada iznos kazne bio višestruko veći od iznosa troškova za električnu energiju, kaznu bi umjesto prema izrazu:

$$K_{SVC} = K_{mj,red} + \left(\frac{P_{lt \max}}{P_{ltCP95}} - 1 \right) K_{mj,red} \quad (17)$$

trebalo izračunati prema izrazu:

$$K_{SVC} = \frac{1}{3} E_{mj} \quad (18)$$

gdje je

E_{mj} - mjesečni iznos potrošene radne električne energije.

Na taj način će se opet doći na smisleni iznos kazne, koji će poticati ugradnju uređaja za smanjenje unesenih smetnji u mrežu. Ukoliko bi kazna bila previsoka, utjecala bi na poslovanje firme (ovdje željezare), radi manjih prihoda bi došlo do slabijeg održavanja postrojenja i još većih unesenih smetnji, još većih kazni i tako dalje, dok na kraju ne bi došlo do prekida poslovanja. Ukoliko bi kazna bila preniska, ne bi se poticala težnja za poboljšanjem proizvodnog procesa i smanjenjem unošenja smetnji u mrežu.

Omjer iznosa kazne i potrošene električne energije treba imati maksimalnu dozvoljenu vrijednost. Maksimalna vrijednost kazne od 33 % iznosa mjesečno potrošene električne energije je određena analogijom kreditne sposobnosti, kod koje rata kredita ne može iznositi više od jedne trećine primanja.

6.3.3.2 Proračun kazne uz investiciju u STATCOM uređaj

Iz tablice 19 vidi se da godišnji tok novca za investiciju u STATCOM uređaj (iz kojeg bi se trebalo izračunati godišnju kaznu za prekoračenje ograničenja razine flikera), uz kamatu od 12% iznosi 800.000\$. Ako se na to nadoda i srednji iznos godišnjeg održavanja iz 6.2., prema (16) maksimalna godišnja kazna iznosi:

$$C_i = 800.000 = K - O \quad \rightarrow \quad K = 800.000 + 0,07 \cdot 4.500.000 = 1.115.000 \$ \approx 6.690.000 \text{ kn}$$

a za korištenje uređaja tijekom 40 godina (ne samo 10), može se izračunati godišnja kazna:

$$K_g = 0,25 \cdot 6.690.000 \text{ kn} = 1.672.500 \text{ kn.}$$

Iz godišnjeg iznosa kazne dobiva se mjesečni iznos:

$$K_{mj} = 1.125.000 / 12 = 139.375 \text{ kn.}$$

Budući da je STATCOM praktički u stanju smanjiti bilo koju razinu flikera na dozvoljenu razinu, nije potrebno dodatno vrednovanje prema iznosu flikera.

U slučaju da je kazna previsoka u odnosu na mjesečnu potrošnju, a sigurno je da su vrijednosti flikera visoke, jer je bilo potrebe za ugradnjom STATCOM-a, iznos kazne treba iznositi maksimalnih 33% mjesečno potrošene električne energije.

6.3.3.3 Proračun kazne uz investiciju u pasivni filter

Iz tablice 21 vidi se da godišnji tok novca za investiciju u pasivni filter uređaj (iz kojeg bi se trebalo izračunati godišnju kaznu za prekoračenje ograničenja razine harmoničkog izobličenja), uz kamatu od 12% iznosi 40.000 \$. Ako se na to nadoda i iznos godišnjeg održavanja od 1% iz 6.2., prema (16) maksimalna godišnja kazna iznosi:

$$C_i = 40.000 = K - O \rightarrow K = 40.000 + 0,01 \cdot 225.000 = 42.250 \$ \approx 253.500 \text{ kn}$$

a za korištenje uređaja tijekom 30 godina (ne samo 10), može se izračunati godišnja kazna:

$$K_g = 253.500 / 3 = 84.500 \text{ kn.}$$

Iz godišnjeg iznosa kazne dobiva se mjesečni iznos:

$$K_{mj} = 84.500 / 12 = 7.042 \text{ kn.}$$

Iznos kazne bi trebalo preračunavati s obzirom na iznos izobličenja, jer je smisao kazne poticanje na ugradnju uređaja za kompenzaciju smetnji ili ugradnju uređaja s emitiranjem niže razine smetnji. Faktor povećanja bi trebao iznositi

$$(THD_{CP95} - THD_{doz})K_{mj} \tag{19}$$

gdje je

THD_{CP95} – izmjerena vrijednost naponskog izobličenja

THD_{doz} – dozvoljena vrijednost naponskog izobličenja.

Ukupna mjesečna kazna za potrebnu ugradnju pasivnog filtera iznosila bi:

$$K_{PF} = K_{mj} + (THD_{CP95} - THD_{doz})K_{mj} \quad (20)$$

6.3.3.4 Proračun kazne uz investiciju u aktivni filter

Iz tablice 23 vidi se da godišnji tok novca za investiciju u aktivni filter uređaj (iz kojeg bi se trebalo izračunati godišnju kaznu za prekoračenje ograničenja razine harmoničkog izobličenja), uz kamatu od 12% iznosi 215.000 \$. Ako se na to nadoda i iznos godišnjeg održavanja od 1% iz 6.2., prema (16) maksimalna godišnja kazna iznosi:

$$C_i = 215.000 = K - O \rightarrow K = 215.000 + 0,01 \cdot 1.200.000 = 227.000 \$ \approx 1.362.000 \text{ kn}$$

a za korištenje uređaja tijekom 30 godina (ne samo 10), može se izračunati godišnja kazna:

$$K_g = 1.362.000/3 = 454.000 \text{ kn.}$$

Iz godišnjeg iznosa kazne dobiva se mjesečni iznos:

$$K_{mjAF} = 478.000/12 = 37.833 \text{ kn.}$$

Iznos kazne ne bi trebalo preračunavati s obzirom na iznos izobličenja, jedino ukoliko prelazi iznos potrošene električne energije. Tada iznos kazne treba iznositi maksimalnih 33% mjesečno potrošene električne energije

Problem kod postrojenja željeznica je taj da je ukupna potrošnja relativno mala radi povremene potrebe za energijom (prolaskom vlaka). Tako je prosječna mjesečna snaga u nekoj od elektrovučnih podstanica jednaka 20% instalirane snage.

6.3.3.5 Proračun kazne uz investiciju u prigušnicu

Proračun za prigušnicu je ponešto drukčiji jer nema troškova održavanja. Tako ispada da je prema (16) maksimalni godišnji iznos kazne jednak godišnjem toku novca iz 6.3.2.5.:

$$K_{g,uk} = 20.000\$ = 120.000 \text{ kn.}$$

S obzirom na životni vijek od 30 godina iznos godišnje kazne bi bio:

$$K_g = 120.000/10 = 12.000 \text{ kn.}$$

Iz godišnjeg iznosa kazne dobiva se mjesečni iznos:

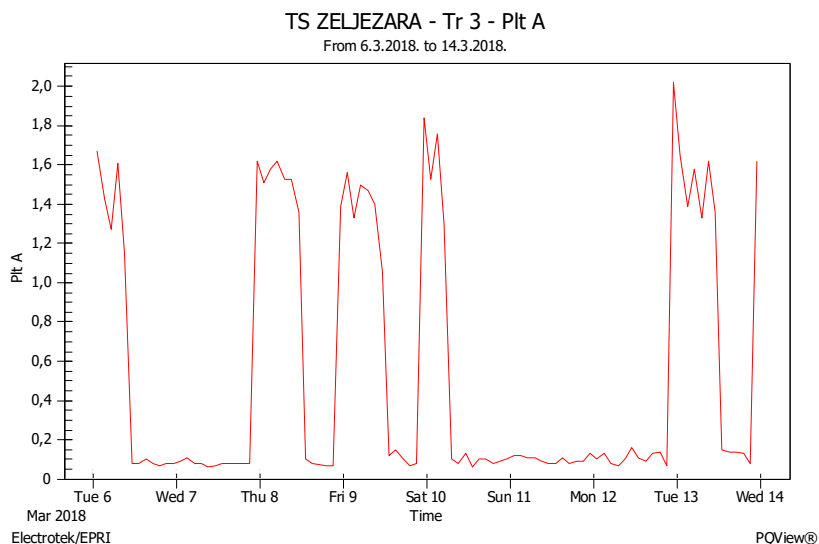
$$K_{mj} = 1.000 \text{ kn.}$$

Činjenica je da se radi o minornoj kazni te bi trebalo uvrstiti i faktor povećanja prema iznosu prekoračenja izobličenja (19). Dakle, kazna za potrebnu ugradnju prigušnice iznosila bi:

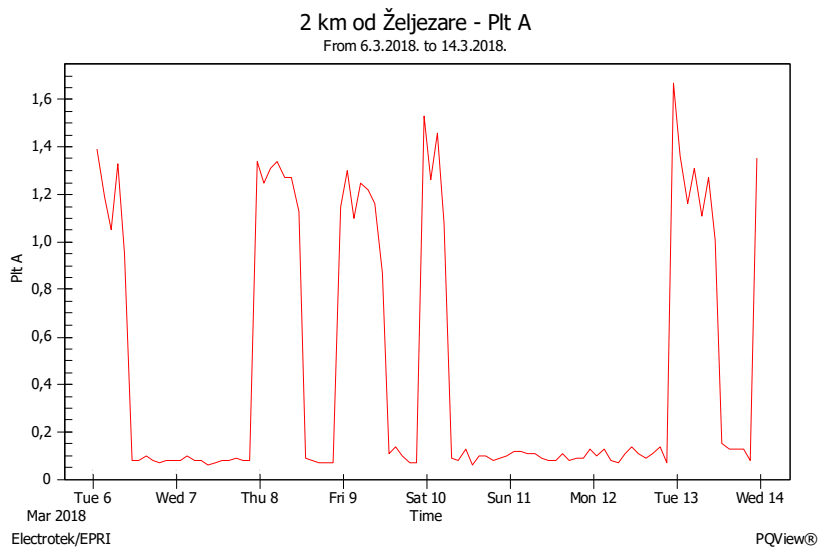
$$K_{PRIG} = K_{mj} + (THD_{CP95} - THD_{doz})K_{mj} \quad (21)$$

6.3.4 Procjena iznosa obeštećenja

Procjenu izračuna obeštećenja treba provoditi na dva različita načina, zato jer se flikeri pojavljuju u strogo određenom vremenskom razdoblju, a harmoničko izobličenje se proteže tijekom cijelog mjeseca. Osim toga, flikeri prodiru daleko u mrežu udaljeni od samog izvora, a povišenje THD je više lokalnog karaktera. Na slikama 64-68 se vidi pad razine flikera u ovisnosti o udaljenosti od izvora.

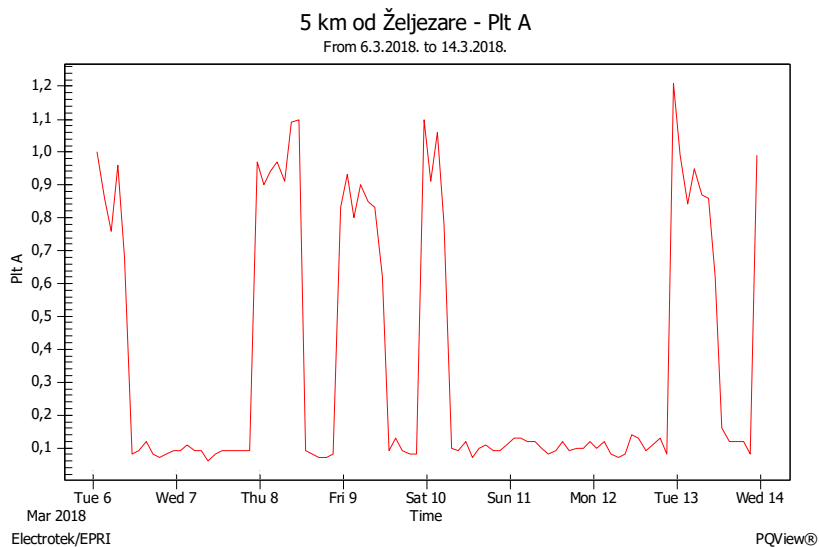


Slika 64: Vrijednosti flikera u Željezari

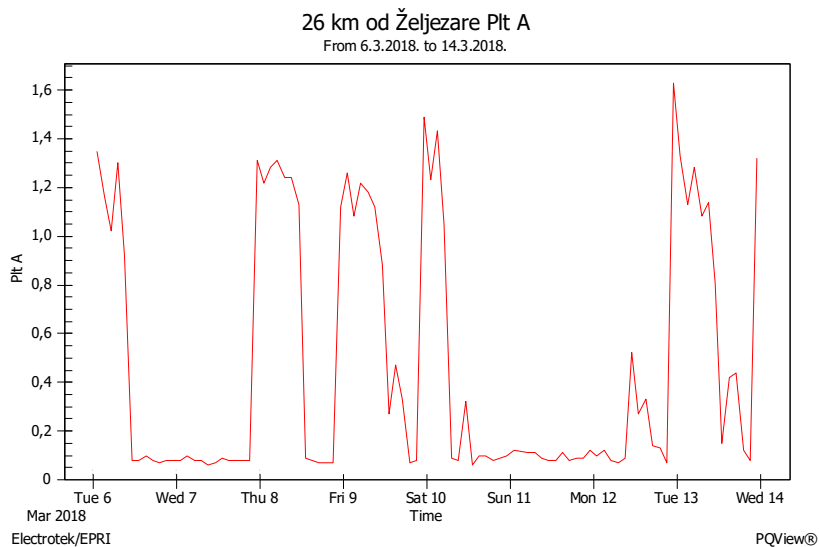


Slika 65: Vrijednosti flikera u objektu udaljenom 2 km

Maksimalna vrijednost dugotrajnih flikera u TS Željezara u promatranom razdoblju iznosila je oko 2. U 2 kilometra udaljenom objektu, vrijednost je pala na 1,6.

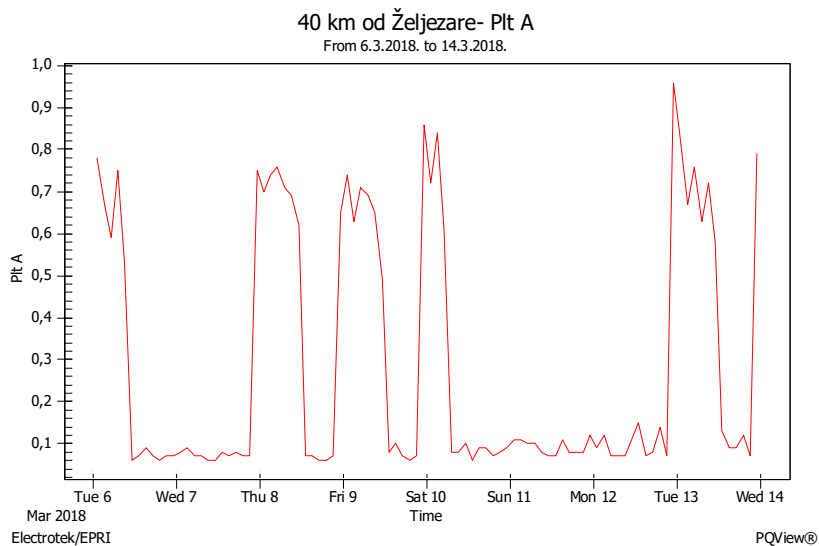


Slika 66: Vrijednosti flikera u objektu udaljenom 5 km



Slika 67: Vrijednosti flikera u objektu udaljenom 26 km

U objektu udaljenom 5 kilometara vrijednost je bila 1,2, u objektu udaljenom 26 km 1,6, i tek je u objektu udaljenom 40 km pala na vrijednost ispod dozvoljene – 1. I ovdje se vidi kako je vrijednost flikera ovisna o konfiguraciji mreže i snazi same stanice, a ne samo o udaljenosti od izvora smetnje.



Slika 68: Vrijednosti flikera u objektu udaljenom 40 km

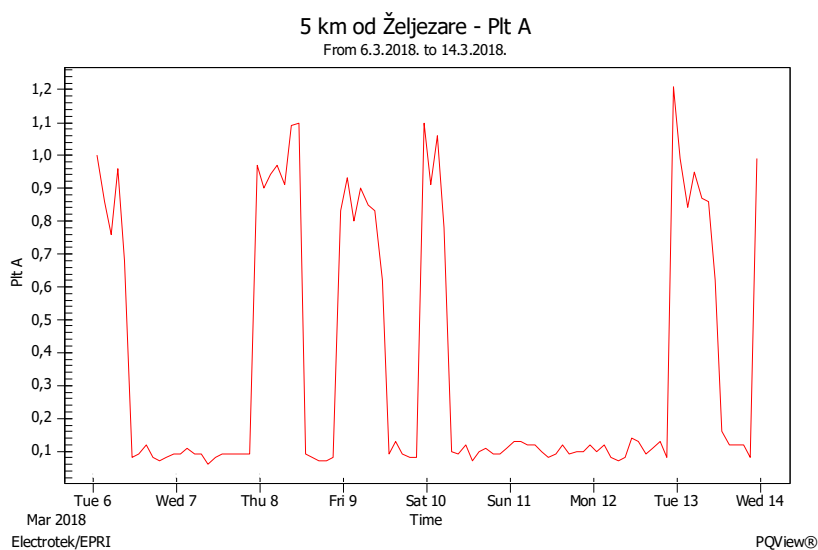
Vidi se da je kod velikog povećanja razine flikera (na promatranom slučaju je vrijednost flikera bila 70% viša od dozvoljene), tek na objektima udaljenim čak 40 km razina flikera pala ispod dozvoljene vrijednosti. Obeštećenje bi se moglo računati kao:

$$(P_{t,mj} - P_{t,doz})E_{mj} \quad (22)$$

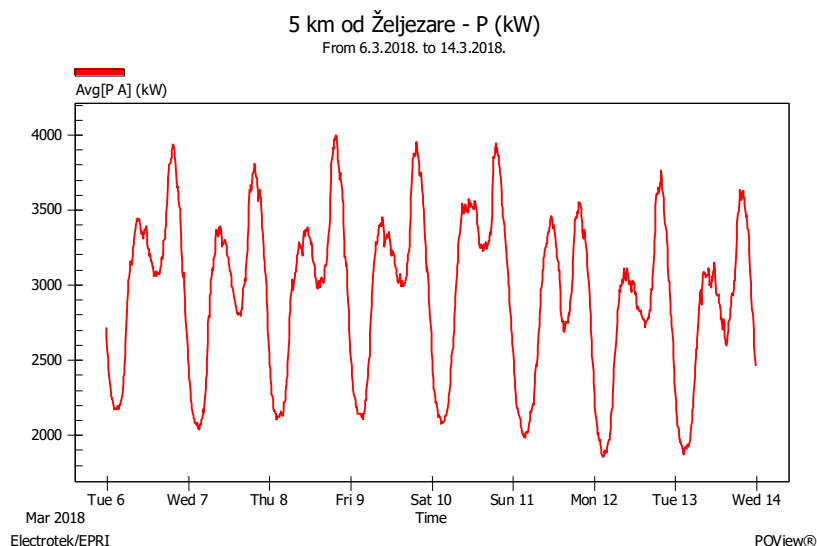
odnosno umnožak povećane vrijednosti flikera iznad dozvoljene razine (u odnosu na propisanu) i mjesečne potrošnje električne energije. Kako bi na taj način operator sustava morao isplatiti više odšteta nego je naplatio kazni od Željezare (a ne postoji mogućnost isključenja iste radi važnosti za industriju), treba iznaći novo rješenje proračuna.

Naime, samo na području grada Siska postoje 4 elektroenergetska objekta, koje bi na ovaj način trebalo obeštetiti za 20%, 67%, 70% i 110% vrijednosti potrošene električne energije.

Stoga je bolje obeštećenje računati u odnosu na potrošenu energiju za vrijeme trajanja nedozvoljenih flikera. Na slikama 69-70 su prikazane vrijednosti flikera i radne snage za objekt udaljen 5 km od Željezare.



Slika 69: Vrijednosti flikera u objektu udaljenom 5 km



Slika 70: Vrijednosti radne snage u objektu udaljenom 5 km

S obzirom na to da Željezara radi u noćnom radu i ne radi vikendom, vrijednosti obeštećenja bi u ovom slučaju iznosila oko 4 % potrošnje električne energije u promatranom periodu. Doduše u navedenom objektu je P_{It} relativno nizak, iznosio je 1,03. Kod visokih prekoračenja flikera je i vrijeme trajanja flikera razine iznad dozvoljene puno više pa se može procijeniti da će tada obeštećenje iznositi i do 20% mjesečno potrošene energije.

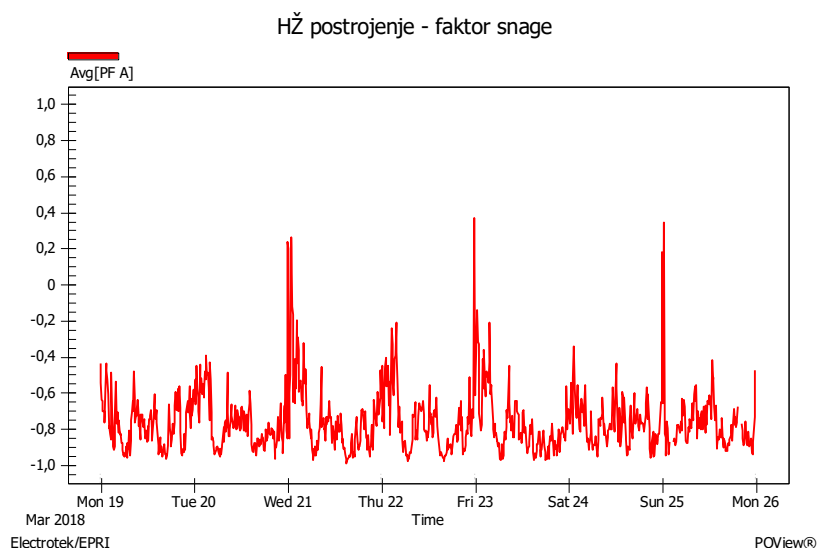
Sažeto, moglo bi se reći da je obeštećenje u slučaju prekoračenja dozvoljene vrijednosti flikera

$$O = xE_{mj} \quad (23)$$

pri čemu je $x \in (0 - 20\%)$.

Kod harmoničkog izobličenja obeštećenje se ne može promatrati kroz prizmu potrošene energije, budući da se rasprostire tijekom cijelog mjeseca.. Međutim, postavlja se pitanje: kako odrediti uvećanje?

Kao što se vidi na slici 71 vrijednosti faktora snage u postrojenjima elektrovučnih postaja je znatno smanjena od minimalno dozvoljenih 0,95.



Slika 71: Faktor snage u postrojenju željeznice

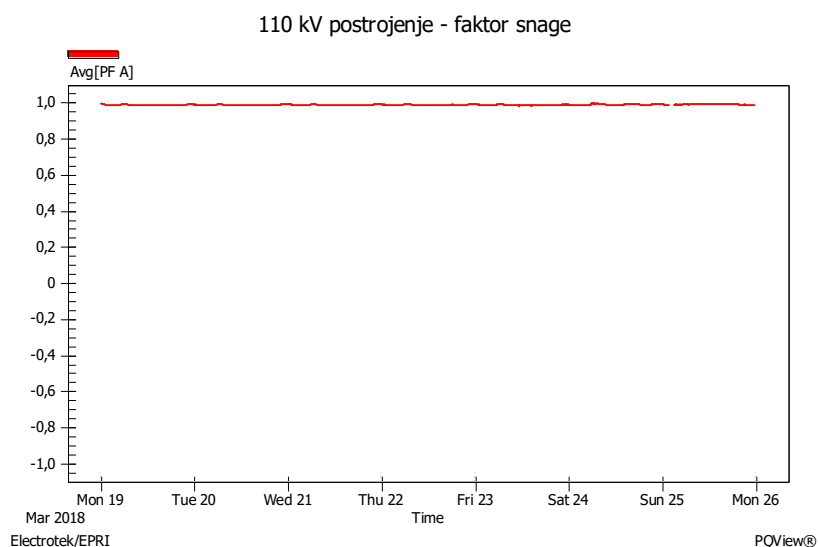
Stoga bi obeštećenje trebalo računati kao:

$$(0,95 - PF_{mj})E_{mj} \quad (24)$$

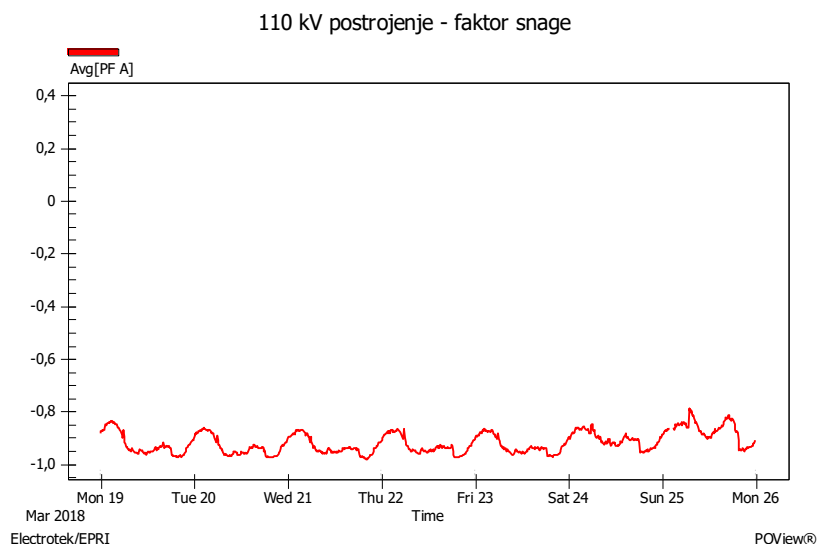
gdje je

PF_{mj} – apsolutna vrijednost mjesečnog faktora snage u mjesecu pojave previsokog izobličenja.

U obzir treba uzimati apsolutnu vrijednost faktora snage, jer on može iznositi i +1 i -1, ovisno radi li se o induktivnom ili kapacitivnom opterećenju te ovisno o smjeru toka radne energije (tzv. „prima“ ili „daje“). Primjeri su dani na slikama 72-73.



Slika 72: Faktor snage u 110 kV postrojenju



Slika 73: Faktor snage tereta opterećenog harmoničkim izobličenjem

Budući da se moglo vidjeti kako su uređaji za smanjenje utjecaja harmoničkog izobličenja relativno jeftini, operator sustava bi trebao od početka raditi na tome da do pojave previsokih harmonika ni ne dođe.

6.3.5 Procjena iznosa poticaja

S obzirom na to da je dužnost operatora prijenosnog sustava brinuti o kakvoći napona u sustavu, trebalo bi vrednovati korisnika mreže koji ugrađuje uređaj za poboljšanje parametara kakvoće napona. Naime, pojedini korisnici mreže mogu imati potrebe za trajnim održavanjem parametara kakvoće napona unutar dozvoljenih granica, a nalaze se u okruženju gdje im to nije garantirano. Ukoliko ugrade uređaj koji poboljšava parametre u cijelom čvorištu mreže, korisniku bi trebalo isplaćivati poticaj proporcionalno poboljšanju parametra.

Mjesečni poticaj bi trebao iznositi:

$$P = (m_{q,prije} - m_{q,kasnije})E_{mj} \quad (25)$$

gdje je

$m_{q,prije}$ – izmjerena godišnja razina parametra q prije ugradnje uređaja

$m_{q,poslije}$ – izmjerena razina parametra q poslije ugradnje uređaja.

Kako bi operator sustava trebao podržavati investiciju koja doprinosi održavanju propisane kakvoće napona u sustavu, poticaje bi trebalo isplaćivati za cijelo vrijeme trajanja investicije.

7. Algoritam rješavanja problema kakvoće električne energije na prijenosnoj razini

Kako proizlazi iz prethodnih poglavlja, problem rješavanja kakvoće električne energije na prijenosnoj razini nije ni samo tehnički, ni samo ekonomski problem. Budući da su korisnici mreže velepotrošači, koji su vrlo bitni strateški partneri u razvoju i ekonomiji cijele države, primjerice željeznice, industrija i sl., određene mjere nisu provedive. Kako odlučiti o isključenju elektrovučne postaje s mreže radi prevelike razine harmoničkog izobličenja? Ili željezare radi flikera, znajući da se tako ugrožava radna mjesta većeg broja djelatnika? Stoga treba propisati sustav kažnjavanja i poticaja, kako bi svima bilo u interesu održavati kakvoću naponskih parametara što je moguće višima.

Predloženi algoritam rješavanja problema dan je na slici 74. On prati tijek događaja od otkrivanja problema kakvoće napona do odluke o kažnjavanju, isplati poticaja ili obeštećenja.

Algoritam rješavanja problema započinje konstatacijom da *Operator sustava ili korisnik mreže otkriva problem kakvoće napona*. Na koji način se to otkriva? Operator sustava je dužan redovito pratiti stanje kakvoće napona u mreži putem uređaja koji su tome namijenjeni, a korisnik mreže može uočiti problem ili preko uređaja koji je ugrađen u njegovom postrojenju ili neispravnim funkcioniranjem samog postrojenja.

Nakon što je problem uočen, postavlja se pitanje: *Je li problem vidljiv u mreži?* Time se provjerava rasprostranjenost smetnje, odnosno je li korisnik koji se javlja s problemom u stvari i uzročnik istog. Ako je odgovor NE, tada je *Korisnik mreže odgovoran za rješavanje problema*, što znači da korisnik mora poduzeti mjere da izolira problem na način da se on ne proširi mrežom. Ako je problem vidljiv u mreži (odnosno ako su vrijednosti parametara kakvoće napona izvan dozvoljenih granica), znači da ga je operator sustava morao uočiti.

Slijedi pitanje: *Je li problem u postrojenju korisnika mreže?* Ovo se pitanje odnosi na korisnika koji je smetnju i prijavio. Ukoliko je odgovor „DA“, znači da se početna smetnja proširila na mrežu, i da je korisnik mreže odgovoran za nastajanje problema. Ako je na iduće pitanje, *Postoje li drugi korisnici mreže koji osjete smetnju?*, odgovor NE, tada *Korisnik mreže plaća minimalnu kaznu*, radi nepridržavanja pravila korištenja elektroenergetske mreže. Iznos

minimalne kazne može se biti, primjerice, 500 kn, kako bi se korisnika mreže potaknulo na odgovorno ponašanje i pravovremeno reagiranje na poteškoće u vlastitom postrojenju. Istovremeno, kazna treba ostati niska budući da drugi korisnici mreže nisu bili oštećeni. Ako su i drugi korisnici mreže pogođeni smetnjom, vidljivu poremećenim radom svojih postrojenja, ili očitavanjem previsoke vrijednosti pojedinog parametra kakvoće napona, tada je potrebno istražiti o kojem je poremećenom parametru riječ i koje je daljnje postupanje operatora sustava.

Ukoliko je na pitanje *Je li problem u postrojenju korisnika mreže?* odgovor NE, mora se dalje postaviti pitanje *Izaziva li drugi korisnik mreže smetnju?* Time se, kao i na početku algoritma, istražuje odakle smetnja dolazi. Smjer dolaska smetnje, i udio pojedinog korisnika mreže se na prijenosnoj razini relativno jednostavno određuju, budući da je zakonska obveza da sva obračunska mjerna mjesta budu opremljena uređajima za praćenje parametara kakvoće električnog napona. Radi osiguranja kakvoće usluge, takvi uređaji se ugrađuju i na interkonekcijske 220 kV i 400 kV vodove koji nisu obračunska mjerna mjesta, a kao pomoćna mjerenja, na svim 110 kV vodovima postoje monitori relejne zaštite iz kojih se može iščitati bilo koji poremećaj u mreži. Stoga se može konstatirati kako nijedna smetnja ne može proći neopaženo. Ako uzročnik smetnje nije neki drugi korisnik, znači da se smetnja nalazi u samoj mreži, te je do poremećaja došlo radi nepravilnog održavanja ili funkcioniranja mreže. Tada *Operator sustava popravlja stanje mreže i isplaćuje korisniku mreže realnu odštetu.* U ovom slučaju riječ je o odgovornosti operatora sustava, koji je dužan korisniku mreže nadoknaditi nastalu štetu.

Odgovori DA na pitanja *Postoje li drugi korisnici mreže koji osjete smetnju*, i *Izaziva li drugi korisnik mreže smetnju* dovode do dijela algoritma koji se bavi pitanjima o kojoj je smetnji riječ i koliki je njezin iznos.

Prema zaključku iz poglavlja 4.2.6. algoritmom se obrađuju obeštećenja, kažnjavanja uzrokovana povišenim vrijednostima harmoničkog izobličenja ili dugotrajnih flikera, kao i plaćanje poticaja za ugradnju uređaja kojima bi se navedeni poremećaji smanjili unutar dozvoljenih vrijednosti. Ukoliko smetnja nije ni harmonik ni fliker, problem se ne rješava po ovom algoritmu, već operator sustava poduzima potrebne mjere.

Ustanovi li se da je smetnja harmoničko izobličenje (*Je li smetnja harmonik?*), pristupa se određivanju iznosa smetnje. Prema poglavlju 6.2.1.2. prigušnica može iznos harmoničkog

izobličenja od 6,5% smanjiti do dozvoljene razine u prijenosnoj mreži, pasivni filter vrijednosti od 6,5-20%, a aktivni filter će uspjeti na dozvoljenu razinu smanjiti čak i kad je ukupno harmoničko izobličenje veće od 20%.

Potvrdnim odgovorom na pitanje *Je li THD veći od 20%?* se uzročniku smetnje određuje kazna iznosa K_{mj} , koja, kako je proračunato u poglavlju 6.3.3.4., za procijenjenu snagu aktivnog filtera od 15 MVA iznosi 37.833 kn. S obzirom na važnost korisnika mreže, potrebno je provjeriti da on ne bude financijski preopterećen kaznom, te se postavlja pitanje *Je li $K_{mj} > E_{mj}/3$?*, odnosno treba osigurati da iznos kazne ne prijeđe 33% vrijednosti potrošene električne energije dotičnog korisnika mreže. *Kazna je primjerena* u slučaju da nije viša od trećine cijene električne energije koju je korisnik potrošio tog mjeseca,.

Kada je harmoničko izobličenje u rasponu 6,5-20% (što daje potvrdni odgovor na pitanje *Je li THD od 6,5-20%?*) *Uzročnik smetnje plaća kaznu prema jednadžbi (20)*. To znači da se kazna proračunava prema iznosu za ugradnju pasivnog filtera, te je ovisna o iznosu izobličenja, a ne fiksno određena. U ovom slučaju kazna, također, ne smije biti viša od 33% vrijednosti potrošene električne energije, što se provjerava pitanjem *Je li $K_{mj} > E_{mj}/3$?*. Ukoliko jest, naplaćuje se kazna iznosa $K_{mj} = E_{mj}/3$, a u obrnutom slučaju *Kazna je primjerena*.

Odgovori NE na pitanja *Je li THD veći od 20%?* i *Je li THD od 6,5-20%?* vode zaključku da se radi o poremećaju manjem od 6,5%, te se može planirati snižavanje nedozvoljeno visokog harmoničkog izobličenja ugradnjom prigušnice. Tada *Uzročnik smetnje plaća kaznu prema jednadžbi (21)*, što znači da se radi o fiksnom dijelu kazne, i dijelu koji ovisi o iznosu izobličenja. Budući da se radi o vrlo niskom iznosu kazne, nije potrebna dodatna provjera iznosa u odnosu na mjesečno potrošenu električnu energiju.

Onečišćenje flikerima se također klasificira prema veličini smetnje pitanjem *Je li fliker veći od 2?*. Ta vrijednost flikera je odabrana kao granična jer se flikere do razine 2 može svesti unutar granične vrijednosti upotrebom SVC uređaja, dok se za flikere preko 2 treba koristiti puno skuplji uređaj STATCOM.

Prelazi li iznos flikera vrijednost 2, tada *Uzročnik smetnje plaća kaznu iznosa K_{mj}* , koja prema proračunu iz poglavlja 6.3.3.2. iznosi 139.375kn. Budući da se radi o doista visokoj kazni, potrebno je provjeriti *Je li $K_{mj} > E_{mj}/3$?*, odnosno osigurati da iznos kazne ne prijeđe 33%

vrijednosti potrošene električne energije razmatranog korisnika mreže. Ako kazna nije viša od trećine iznosa električne energije koju je korisnik potrošio tog mjeseca, *Kazna je primjerena.*

Ako je iznos flikera manji od 2, *Uzročnik smetnje plaća kaznu prema jednadžbi (17)*, koja se određuje maksimalnim izmjerenim iznosom flikera te vrijednošću izmjerenom u 95% 10-minutnih intervala. Ponovo je potrebna provjera *Je li $K_{mij} > E_{mij}/3$?*, kako iznos kazne ne bi prešao 33% vrijednosti potrošene električne energije razmatranog korisnika mreže. Ako kazna nije viša od trećine iznosa električne energije koju je korisnik potrošio tog mjeseca, *Kazna je primjerena.*

Na prethodno opisanoj razini algoritma razriješilo se koji je iznos i vrsta smetnje te koji uređaj za korekciju treba ugraditi, te ovisno o tome koliki je iznos kazne.

Algoritam se dalje grana u dvije odvojene grane, koje imaju iste elemente, ali različite jednadžbe za izračunavanja obeštećenja i poticaja. U oba slučaja pitanje je isto – *Želi li oštećeni kupac ugraditi uređaj za korekciju?* Neki korisnici mreže imaju osjetljive proizvodne procese, kojima mogu štetiti harmonička izobličenja ili flikeri, te se žele osigurati da se to više ne događa. U tom slučaju u svojem postrojenju mogu ugraditi neki od prije opisanih uređaja za korekciju, koji će spriječiti daljnje pojave smetnje. Ovisno o njegovoj veličini, uređaj može riješiti problem lokalno, ili čak povoljno djelovati na šire mrežno okruženje. Ukoliko odluče da ne žele ugraditi uređaj, ili ugrađuju uređaj koji utječe samo na njihovo postrojenje, imaju pravo na obeštećenje, prema jednadžbama (23), za povišene vrijednosti flikera, i (24), za harmoničko izobličenje.

Imaju li ostali korisnici mreže korist od toga? Ako nemaju, Operator obeštećuje oštećenog korisnika i naplaćuje kaznu korisniku koji je izvor problema. Iznos kazne je već prije određen, ovisno o veličini smetnje i uređaju koji se ugrađuje, a obeštećenje se izračunava kao proporcionalni dio mjesečno potrošene električne energije ovisan o faktoru snage (za harmonička izobličenja) ili o trajanju previsokih flikera u postrojenju korisnika mreže.

Ako i ostali korisnici mreže imaju korist od ugradnje uređaja za korekciju, tada će korisniku mreže koji ga ugrađuje osim obeštećenja biti isplaćen i poticaj u proporcionalnom iznosu poboljšanja parametra kakvoće napona, prema jednadžbi (25).

7.1 Primjeri verificiranja algoritma

Algoritam se može verificirati raznim primjerima iz stvarnog ili pretpostavljenog rada sustava.

7.1.1 Primjedba korisnika mreže s poteškoćama rada vlastitog postrojenja, uzrokovanog drugim korisnikom

Pretpostavit će se slučaj da se korisnik mreže u blizini željezare žali na neispravan rad vlastitog postrojenja. Operator sustava detektira problem na mreži, a također vidi i da problem nije izazvan od korisnika mreže koji prijavljuje smetnju. Postavlja se pitanje izaziva li drugi korisnik mreže smetnju. Budući da je odgovor da, utvrđuje se da je željezara odgovorna, te slijedi upit o vrsti smetnje.

Odgovorima na niz pitanja dolazi se do saznanja da se radi o povišenoj vrijednosti dugotrajnih flikera, koja kod oštećenog korisnika mreže iznosa $CP95=1,4$, $P_{lmax}=1,7$. Iste vrijednosti izmjerene su i kod korisnika koji je izvor smetnje, jer se radi o korisnicima u istom čvorištu mreže. Prema jednadžbi (17) proračunava se kazna koju će platiti korisnik koji je uzrokovao smetnju, odnosno:

$$K = 0,4 \cdot 93.750 + \left(\frac{1,7}{1,4} - 1\right) \cdot 0,4 \cdot 93.750 = 45.536 \text{ kn.}$$

Slijedi provjera koliki je uzročnik smetnje (željezara) u traženom mjesecu imao račun za potrošenu električnu energiju. Ako je račun viši od 138.000, kazna je primjerena i ne treba ju reducirati. Recimo da je račun iznosio 69.488 kn. Tada kazna iznosi

$$K = E_{mj}/3 = 23.163 \text{ kn.}$$

Slijedi pitanje želi li korisnik mreže ugraditi uređaj za korekciju. Budući da korisnik ima osjetljiv proizvodni pogon, odlučuje se ugraditi uređaj za korekciju, kojim će zaštititi vlastito postrojenje, a ostali korisnici mreže neće imati koristi od toga. U tom ga slučaju operator sustava obeštećuje iznosom proporcionalnim mjesečnoj potrošenoj električnoj energiji. Kako je račun za električnu energiju za željezaru bio dosta mali, to znači da nisu radili puno dana u mjesecu, tako da je i trajanje prekoračenja dozvoljenih flikera u postrojenju oštećenog korisnika

mreže kratko. Može se procijeniti da je tada obeštećenje jednako 5% mjesečnog iznosa za potrošenu električnu energiju.

Ukoliko korisnik želi ugraditi uređaj, od kojeg će i drugi korisnici mreže imati koristi, tada se proračunava i iznos poticaja kojeg će isplatiti operator sustava. Kako se radi o maksimalnoj vrijednosti dugotrajnih flikera iznosa 1,7, a $CP95 = 1,4$, kreće se na ugradnju SVC uređaja koji je u stanju smanjiti flikere na dozvoljenu razinu.

Poticaj se računa prema jednadžbi (23), tako da je

$$O = (1,4-1)E_{mj} = 0,4E_{mj}$$

odnosno, u tom mjesecu će oštećenom korisniku mreže biti isplaćeno obeštećenje iznosa $0,05E_{mj}$ i poticaj iznosa $0,4E_{mj}$.

Na ovaj način uzročnik smetnje platio bi kaznu iznosa 33% od računa za potrošenu električnu energiju, a oštećeni korisnik koji je ugradio uređaj za poboljšanje uvjeta u mreži dobio bi povrat iznosa 45% od računa za potrošenu električnu energije u tom mjesecu.

7.1.2 Primjedba korisnika mreže koji je ujedno i izvor smetnje

Pretpostavit će se slučaj da korisnik mreže prijavljuje problem kakvoće napona, a operator sustava provjerava stanje mreže i zaključuje da je smetnja vidljiva u mreži, te da je korisnik koji prijavljuje problem u stvari i izvor smetnje. Tada je korisnik odgovoran i plaća kaznu, ali se prije toga provjerava ima li drugih korisnika mreže koji osjete smetnju.

U slučaju da je odgovor da, slijedi niz pitanja kako bi se odredilo o kojoj se smetnji radi i kolikog je iznosa. Nadalje, razmotrit će se primjer kada korisnik onečišćuje mrežu harmoničkim izobličenjem, te su kod dva korisnika izmjereni iznosi od 4,5% ukupnog harmoničkog izobličenja, a na sabirnicama korisnika koji izaziva smetnju 7,5%.

Za toliki iznos harmoničkog izobličenja kod korisnika koji je izvor smetnji, potrebno je računati s ugradnjom pasivnog filtera (odnosno, prema njemu se određuje iznos kazne). Prema algoritmu, kazna za toliko prekoračenje se izračunava prema jednadžbi (20), odnosno

$$K_{PF} = 7042 + (7,5 - 3) \cdot 7042 = 38.731 \text{ kn.}$$

Slijedi provjera se je li predviđena kazna veća od mjesečnog iznosa računa za električnu energiju korisnika mreže. Utvrđuje se da nije, budući da je korisnik taj mjesec potrošio električne energije u vrijednosti 186.000 kn. To znači da je kazna primjerena.

Ponovo se radi proračun za oštećene korisnike mreže i utvrđuje da je za visinu smetnje koja se pojavljuje kod njih potrebna ugradnja prigušnice, te Obeštećenje na koje korisnik ima pravo ovisi o iznosu faktora snage (prema jednadžbi (24)), odnosno

$$O = (0,95 - PF_{mj}) E_{mj}$$

Uz pretpostavku da se radi o velikim korisnicima s jakom mrežom, tada pad faktora snage ne bi trebao biti velik i može se pretpostaviti da će iznositi oko 0,93 na mjesečnoj razini. To će značiti da će korisnici mreže imati pravo na obeštećenje u iznosu od 2% mjesečnog računa za električnu energiju za taj mjesec. Uzme li se u obzir da račun korisnika mreže na prijenosnoj razini iznose čak i više stotina tisuća kuna, riječ je o značajnom iznosu.

Korisnici mreže imaju pravo i na poticaj ukoliko ugrade uređaj za korekciju smetnje, ukoliko utječu i na korisnike u zajedničkom čvorištu. Na taj način, ugradivši prigušnicu (koja je dovoljna za saniranje smetnje), zaslužuju poticaj prema (25) iznosa

$$P = (4,5\% - 3\%)E_{mj} = 1,5\%E_{mj}$$

U ovom primjeru, korisnik koji izaziva smetnje u mreži platit će kaznu iznosa 38.731 kn, dok će svaki od dva oštećena korisnika mreže, koji će ugraditi uređaj za smanjenje smetnje u čvorištu mreže, uprihoditi od obeštećenja i poticaja 3,5% mjesečnog iznosa za potrošenu električnu energiju.

7.1.3 Pritužba korisnika mreže na kakvoću napona, bez vidljive pojave u mreži

Može se promatrati i slučaj da se korisnik mreže žali na problem kakvoće napona, ali taj problem nije zabilježen nigdje u mreži operatora sustava. Tada se radi isključivo o grešci u postrojenju korisnika mreže koji rješava taj problem u vlastitom angažmanu, bez sudjelovanja operatora sustava.

Ukoliko korisnik mreže nije zadovoljan reakcijom operatora sustava koji odbija prihvatiti primjedbu, prema Pravilima nestandardnih usluga operatora prijenosnog sustava, korisnik ima pravo zatražiti provjeru ispravnosti obračunskog mjernog mjesta, te mjerenje parametara kakvoće napona s izvješćivanjem. Ako je prigovor korisnika opravdan, tada ne mora platiti naknadu za nestandardnu uslugu, a operator sustava mora korigirati prvotni prigovor korisnika mreže.

7.1.4 Pritužba korisnika mreže koja se ne rješava ovim algoritmom

Moguć je i slučaj da korisnik mreže ima problema s radom vlastitog postrojenja, i prijavljuje problem operatoru sustava koji nakon provjere stanja u mreži, utvrdi da problem nije u postrojenju korisnika koji prijavljuje problem, već ga izaziva drugi korisnik mreže.

Nizom pitanja o vrsti smetnje, utvrđuje se da smetnja nije ni harmonik ni fliker, već previsoki iznos nesimetrije napona. Kako se radi o smetnji koja je vrlo rijetka na prijenosnoj razini, ali vrlo neugodna i potencijalno vrlo opasna kako za rad sustava, tako i za postrojenja korisnika, problem se ne rješava ovim algoritmom. Naime, naponsku nesimetriju se ne smije tolerirati dok se problem ne riješi, već je potrebno odmah reagirati i korisnika koji je izvor nesimetrije ukloniti s mreže.

7.2 Pseudokod rješavanja problema kakvoće električne energije na prijenosnoj razini

Pseudokod je način zapisa algoritma jezikom koji sadrži glavne konstrukcije većine programskih jezika, a koristi se kada još nije poznato koji će se programski jezik koristiti. Kako bi se budućim istraživanjem trebalo usmjeriti na problematiku opravdanosti investicija u tehničko rješavanje problema kakvoće napona, predmetni pseudokod bi se koristio kao polazište za izradu računalnog programa kojim bi se automatiziralo postupanje operatora sustava.

Polazeći od algoritma rješavanja problema kakvoće električne energije na prijenosnoj razini (predočenog na slici 74) napisan je pseudokod rješavanja problema, pogodan za operativno postupanje operatora sustava. Kada operator sustava zabilježi odstupanje u kakvoći napona, započet će s postupanjem po predmetnom pseudokodu, polazeći od temeljnog pitanja – da li se problem manifestira kao problem koji je vidljiv na prijenosnoj mreži?

Ukoliko problem nije vidljiv, znači da se radi o smetnji unutar postrojenja korisnika mreže koji je problem prijavio, te ga on samostalno rješava. Ukoliko je problem vidljiv, slijedi pitanje radi li se o problemu u postrojenju korisnika mreže koji je problem prijavio.

Ovdje dolazi do grananja u pseudokodu, gdje se na svakom kraku prati niz izraza *Ako– tada*, koji usmjeravaju jedan od dvaju različitih tokova izvršavanja programa, ovisno o odgovoru *DA* ili *NE*.

Pratimo li granu koja započinje premisom da problem nije u postrojenju korisnika mreže, postavlja se sljedeće pitanje, a to je izaziva li drugi korisnik mreže smetnju. Ukoliko ne izaziva, tada je samo operator sustava kriv za stanje u mreži, te ga popravlja i isplaćuje korisniku koji je prijavio poremećaj realnu odštetu.

Ukoliko drugi korisnik izaziva smetnju, dolazi se do skupa koraka (procedure br. 1) kojim se nizom *Ako – tada* pitanja određuje vrsta i veličina smetnje, te proračuni kazne, ovisno o vrsti uređaja potrebnog za saniranje smetnje.

Istovremeno se na drugoj grani, koja počinje premisom da je problem doista u postrojenju korisnika mreže, zaključuje da je korisnik mreže odgovoran kao izvor problema, i postavlja pitanje širenja smetnje kroz mrežu do drugih korisnika.

Ukoliko drugi korisnici mreže nisu osjetili smetnju, dolazi se do kraja grane s odlukom da korisnik mreže plaća minimalnu kaznu za unošenje smetnje u mrežu.

Postoje li drugi korisnici koji osjete smetnju, dolazi se na istu točku algoritma koja donosi proceduru br. 1. Ona se grana na dvije glavne grane, koje određuju postupanja ovisno o tome je li smetnja fliker ili harmonik.

Slijedimo li granu koja započinje negativnim odgovorom na pitanje je li smetnja harmonik, slijedi pitanje radi li se o flikeru. Ako je i taj odgovor *NE*, znači da se problem ne rješava ovim algoritmom, a operator sustava poduzima potrebne mjere. Ako je smetnja fliker, slijedi pitanje njegove veličine, odnosno, je li manji ili veći od 2.

Prema algoritmu, ako je fliker veći od 2, potrebna je ugradnja STATCOM uređaja, te je određena kazna koju uzročnik smetnje mora platiti, $K = K_{mj}$. Radi li se i flikeru manjem od 2, kazna se uzročniku smetnje proračunava prema jednadžbi (17).

Kad su jedna ili druga kazna izračunate, slijedi naredba provjere veličine kazne ovisno o ukupno potrošenom električnoj energiji tijekom mjeseca. Odgovorom *NE* na pitanje je li kazna veća od trećine ukupno mjesečno potrošene električne energije, dolazi se do odgovora kako je kazna primjerena. Ako je odgovor *DA*, kazna se određuje u iznosu od trećine mjesečno potrošene električne energije, te se dolazi do procedure br. 2.

Paralelno s ispitivanjem veličina flikera, teče niz pitanja koja odgovaraju na pitanja kolika je veličina ukupnog harmoničkog izobličenja.

Taj se dio odvija u tri grane, uz niz od 2 *Ako- tada* pitanja. Pratimo li odgovor *DA* na prvo pitanje, je li THD veći od 20%, dolazimo do grane gdje se saznaje da se u tom slučaju mora ugraditi aktivni filter, te da uzročnik smetnje plaća kaznu iznosa $K = K_{mjAF}$. Ako je odgovor *NE*, slijedi novo pitanje, je li THD iznosa između 6,5% i 20%. Ako je na to pitanje odgovor *DA*, ugrađuje se pasivni filter, a kazna uzročniku smetnje se određuje prema jednadžbi (20).

Odredivši kaznu za ugradnju aktivnog i pasivnog filtera, dolazi se do pitanja opravdanosti veličine kazne, u obliku pitanja je li ona veća od trećine ukupno mjesečno potrošene električne energije. Ako je odgovor *DA*, kazna se određuje u iznosu od trećine mjesečno potrošene električne energije, ako je odgovor *NE*, zaključuje se da je kazna opravdana. Nakon toga slijedi procedura br. 3.

Ako je na pitanje je li THD iznosa između 6,5% i 20% odgovor bio *NE*, znači da je potrebna ugradnja prigušnice, uzročnik smetnje se kažnjava kaznom proračunatom prema jednadžbi (21), te se također dolazi do procedure br.3.

Procedure br. 2 i 3 su vrlo slične po svojoj građi, i sadrže jednake elemente, s jednakim završnim ishodima, ali se sadržajno razlikujuu određivanju obeštećenja i poticaja, ovisno o kojem se poremećaju radi.

Prema proceduri br. 2, ukoliko oštećeni korisnik želi ugraditi uređaj za korekciju flikera, i ukoliko i ostali sudionici mreže imaju koristi od njega, tada se određuje obeštećenje iznosa $O = xE_{mj}$, gdje x iznosi maksimalno 20%, te poticaj iznosa $P = (m_{q,prije} - m_{q,poslije})E_{mj}$. Na kraju grane nalazi se odluka po kojoj operator sustava plaća poticaj za ugradnju uređaja, obeštećuje oštećenog korisnika i naplaćuje kaznu.

Prati li se druga grana procedure koja počinje odgovorom *NE* na pitanje želi li oštećeni korisnik ugraditi uređaj za korekciju flikera, doći će se do istog mjesta kao i u slučaju kada se odgovori *NE* na pitanje imaju li drugi korisnici mreže koristi od ugradnje uređaja. Tu se proračunava iznos obeštećenja na koje korisnik ima pravo, te slijedi odluka da operator obeštećuje oštećenog korisnika i naplaćuje kaznu korisniku koji izaziva smetnju.

Procedura br.3 prati isti niz *Ako-tada* izraza kao i na prijašnjoj grani, koja započinje pitanjem želi li oštećeni korisnik ugraditi uređaj za korekciju. Ako ne želi, operator obeštećuje oštećenog korisnika mreže iznosom $O = (0,95 - PF_{mj})E_{mj}$ i naplaćuje kaznu korisniku koji je izvor problema.

Ugrađuje li korisnik mreže uređaj za korekciju, slijedi pitanje imaju li ostali korisnici mreže koristi od toga. Ako nemaju, operator obeštećuje oštećenog korisnika mreže i naplaćuje kaznu korisniku koji je izvor problema, a ako i ostali korisnici imaju korist od ugradnje uređaja za

korekciju, operator će, osim obeštećenja oštećenog korisnika mreže i naplate kazne korisniku mreže koji je izvor problema, isplatiti poticaj za ugradnju uređaja iznosa $P = (m_{q,prije} - m_{q,poslije})E_{mj}$ korisniku koji ga ugrađuje.

Slijedi pseudokod rješavanja problema kakvoće električne energije na prijenosnoj razini.

Operator sustava ili korisnik mreže otkriva problem kakvoće napona.

Operator sustava ispituje *Je li problem vidljiv u mreži?*

└ Ako *NE*, tada *Korisnik mreže je odgovoran za rješavanje problema*

└ Ako *DA*, tada *Je li problem u postrojenju korisnika mreže?*

└ Ako *NE*, tada *Izaziva li drugi korisnik mreže smetnju?*

└ Ako *NE*, tada *Operator sustava popravlja stanje mreže, te isplaćuje korisniku mreže realnu odštetu*

└ Ako *DA*, tada (PROCEDURA 1)

└ Ako *DA*, tada:

Korisnik mreže je odgovoran kao izvor problema

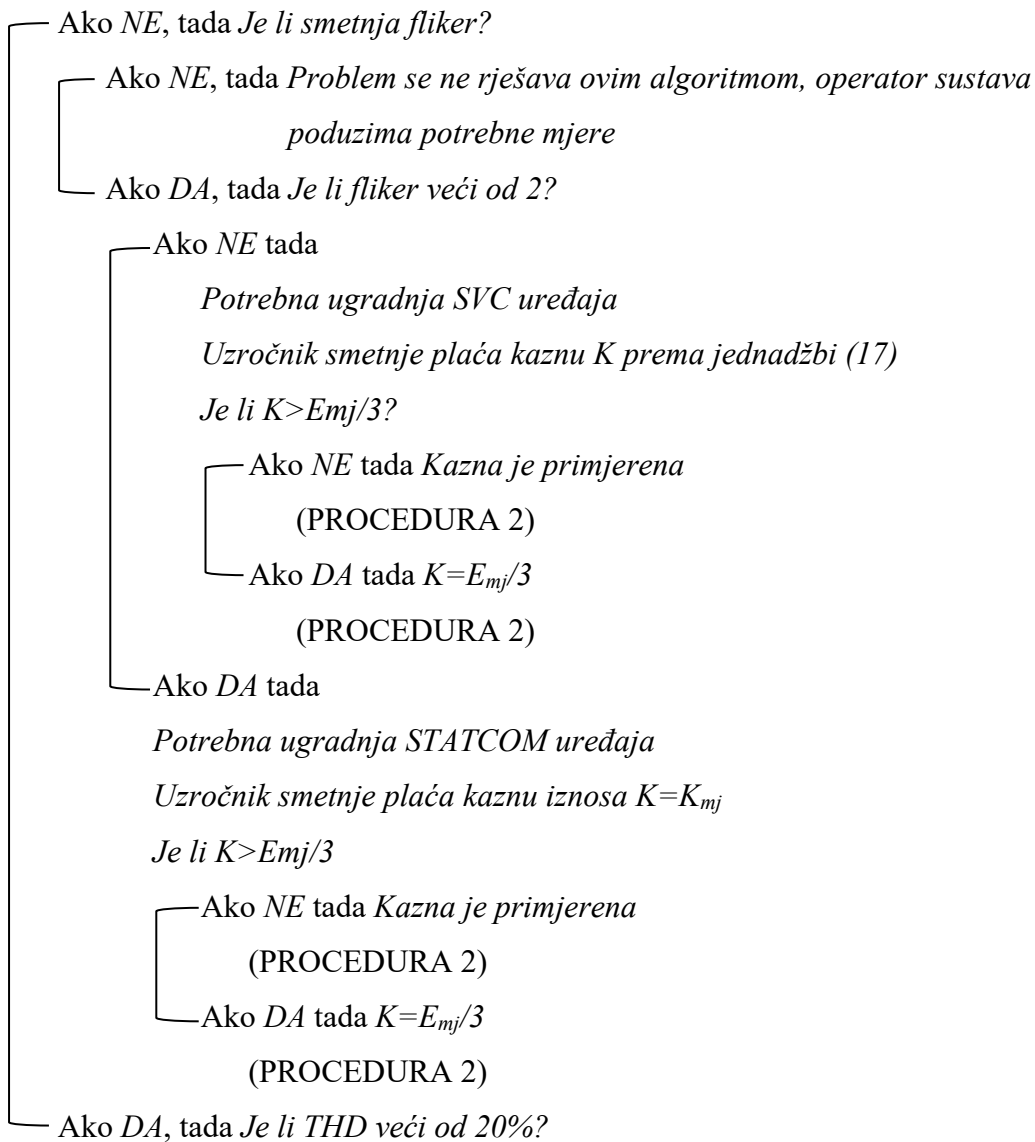
Postoje li drugi korisnici mreže koji osjete smetnju?

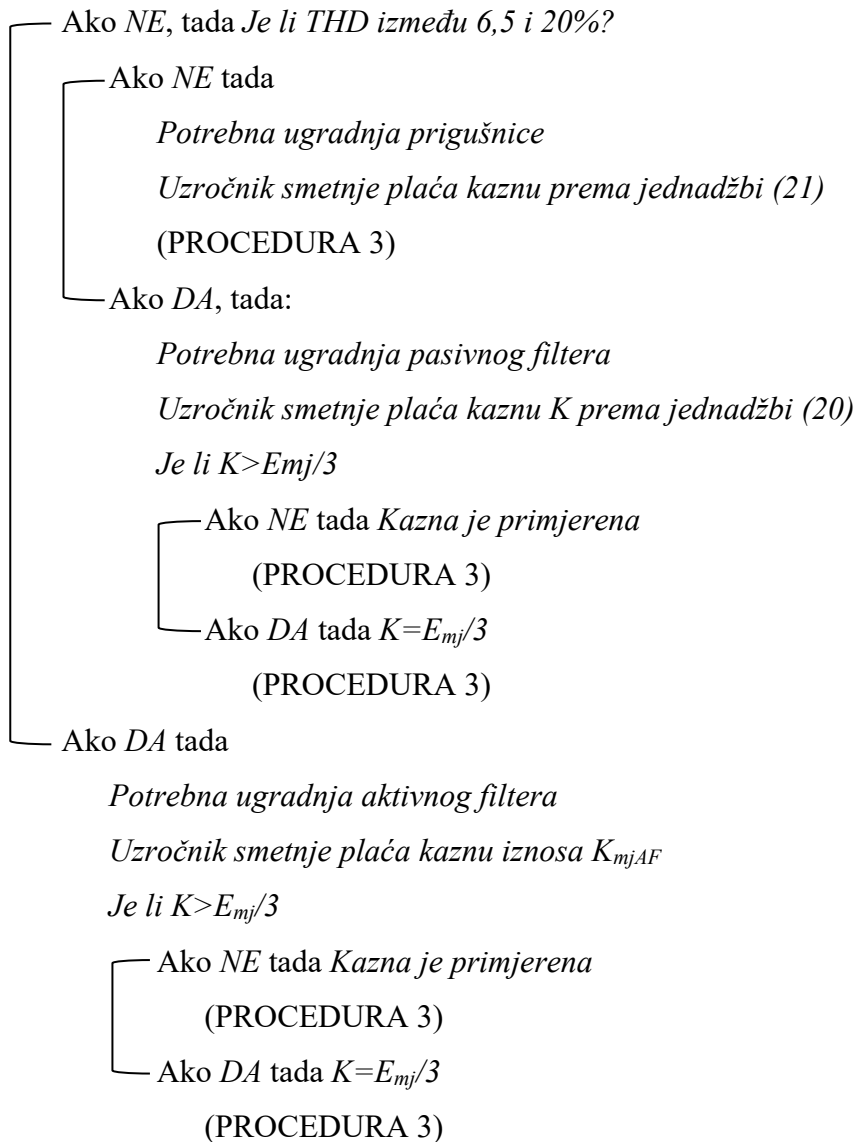
└ Ako *NE*, tada *Korisnik mreže plaća kaznu*

└ Ako *DA*, tada (PROCEDURA 1)

PROCEDURA 1

Je li smetnja harmonik?





PROCEDURA 2

Želi li oštećeni korisnik mreže ugraditi uređaj za korekciju?

- Ako NE tada Obeštećenje iznosi $O=xEm_j$, gdje je x između 0 i 20%
Operator obeštećuje oštećenog korisnika i naplaćuje kaznu korisniku koji je izvor problema
- Ako DA tada Imaju li ostali korisnici mreže koristi od toga?
 - Ako NE tada Obeštećenje iznosi $O=xEm_j$, gdje je x između 0 i 20%
Operator obeštećuje oštećenog korisnika i naplaćuje kaznu korisniku koji je izvor problema
 - Ako DA tada Obeštećenje iznosi $O=xEm_j$, gdje je x između 0 i 20%, a poticaj iznosi $P=(m_{q,prije}-m_{q,postije})E_{mj}$
Operator sustava plaća poticaj za ugradnju uređaja, obeštećuje oštećenog korisnika i naplaćuje kaznu korisniku koji je izvor problema

PROCEDURA 3

Želi li oštećeni korisnik mreže ugraditi uređaj za korekciju?

- Ako NE tada Obeštećenje iznosi $O=(0,95-PF_{mj})E_{mj}$
Operator obeštećuje oštećenog korisnika i naplaćuje kaznu korisniku koji je izvor problema
- Ako DA tada Imaju li ostali korisnici mreže korist od toga?
 - Ako NE tada Obeštećenje iznosi $O=(0,95-PF_{mj})E_{mj}$
Operator obeštećuje oštećenog korisnika i naplaćuje kaznu korisniku koji je izvor problema
 - Ako DA tada Obeštećenje iznosi $O=(0,95-PF_{mj})E_{mj}$, a poticaj iznosi $P=(m_{q,prije}-m_{q,postije})E_{mj}$
Operator sustava plaća poticaj za ugradnju uređaja, obeštećuje oštećenog korisnika i naplaćuje kaznu korisniku koji je izvor problema

8. Zaključak

Operator prijenosnog sustava zakonski je obvezan održavati razinu kakvoće napona u skladu s propisima. Zato su u zadnje tri godine objavljena tri nova dokumenta kojima se, između ostalog, definiraju parametri kakvoće napona ili ponašanje korisnika mreže s obzirom na kakvoću napona: *Mrežna pravila prijenosnog sustava* iz 2017. godine, *Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom* iz 2015. godine te *Uvjeti kvalitete opskrbe električnom energijom* iz 2017. godine.

Održavanje razine kakvoće napona nije samo pravno-tehnička kategorija, već je uvelike politički i ekonomski uvjetovana. Osim toga, neki od parametara kakvoće napona određivani su bez saznanja o stvarnom stanju kakvoće napona u mreži, a činjenica da se u prijenosnoj mreži mjerenja ne obavljaju samo na visokonaponskim razinama (110, 220 i 400 kV), nego i na srednjenaponskim (35 kV pa čak i 10 kV ili 6 kV) potpuno je zanemarena. Zato se u skladu sa stvarnim stanjem mreže nastojalo riješiti problem nekritički određenih graničnih vrijednosti. Tako se utvrdilo da bi propise trebalo korigirati, a određene razine parametara kakvoće napona određivati prema naponskoj razini, pogotovo kod ukupnog harmoničkog izobličenja napona koje raste snižavanjem napona mreže.

Budući da je istraživanjem utvrđeno da jedino parametar harmoničkog izobličenja napona pokazuje ovisnost o naponskim razinama, provjerena je ovisnost prema godini proizvodnje transformatora i opterećenju istog. Tu ne postoji tendencija ovisnosti harmoničkog izobličenja o njegovom opterećenju nego o starosti transformatora, uz neupitnu ovisnost o vrsti potrošača.

Usporedba po sezonskim tromjesečjima za transformatore pokazuje blago izdignuće tijekom ljetnih mjeseci i blagi propad tijekom zimskih.

Općenito gledano, postoji tendencija pada vrijednosti THD-a od početaka praćenja kakvoće do danas, što znači da utjecaj propisa i uvođenje nove tehnologije pokazuje rezultate što se tiče smanjenja vrijednosti parametara kakvoće napona.

U disertaciji je analizirana i ukupna normalizirana vrijednost parametara kakvoće (B). Maksimalna vrijednost parametra B iznosi 2, dok minimalna može biti i manja od -2 budući da smetnja može biti višestruko veća od dozvoljene vrijednosti.

Primijenjeno na postojeću mrežu HOPS-a i važeću regulativu, potrebno je pratiti dva parametra: dugotrajne flikere i harmoničko izobličenje. Temeljem iznosa benchmarking parametra B prema tipu objekta utvrđeno je da je kakvoća električne energije u prijenosnoj mreži HOPS-a većinom visoka, vrlo visoka za 400 i 110 kV vodove, normalna u objektima željeznica i na 220 kV vodovima te vrlo loša u objektu Željezare.

Iako je stanje kakvoće napona u prijenosnoj mreži HOPS-a sukladno propisanim pravilima, u području dugotrajnih flikera postoje značajna odstupanja koja se šire dalje u mrežu i onečišćuju je. Primjerice, to se događa zbog rada postrojenja željezare. U idealnim uvjetima bi se takvo postrojenje moglo izolirati u otočni način rada, kako bi se zaštitilo ostale korisnike mreže od previsokih razina flikera. Kako operatoru prijenosnog sustava takva mogućnost nije na raspolaganju, on mora iznaći način kako da drži pod kontrolom emitiranje flikera u mrežu te smanji utjecaj na druge korisnike.

Rješenje je pronađeno u obliku algoritma za sustav kazni, poticaja i obeštećenja korisnika, koji je zasnovan u disertaciji.

Prvo je izračunata potrebna veličina određenog uređaja za smanjenje utjecaja na kakvoću napona ovisno o iznosu prekoračenja dozvoljene vrijednosti parametra. Zatim je izračunata cijena uređaja, a potom su izračunate vrijednosti potrebnih godišnjih tokova novca za određenu investiciju, korištenjem dviju metoda – metodom neto sadašnje vrijednosti za velike investicije i metodom povrata novca za manje investicije. Nakon toga su izračunati iznosi kazni, uzimajući u obzir okolne mreže izvora poremećaja, iznosi obeštećenja u odnosu na trajanje poremećaja i iznosi poticaja u odnosu na razine poremećaja prije i poslije ugradnje uređaja.

Tada je oblikovan algoritam rješavanja problema loše kakvoće napona na prijenosnoj razini, na način da svima bude u interesu održavati kakvoću napona što je moguće višom. Algoritam definira kada je operator dužan obešteti korisnika mreže, kada je korisnik mreže dužan platiti kaznu i kada korisnik mreže ima pravo zatražiti poticaje kako bi poboljšao stanje kakvoće napona u mreži ugradnjom uređaja za smanjenje vrijednosti parametara kakvoće napona.

Algoritam je verificiran na realnim primjerima iz prijenosne mreže, gdje se istovremeno jednog korisnika mreže kažnjava, a drugog (ili više njih) obeštećuje.

Provjerene su situacije kod kojih rješenje može biti isplaćivanje realne odštete korisniku mreže od strane operatora sustava uz operatorovo popravljjanje stanja mreže, naplaćivanje minimalne kazne samo korisniku mreže koji uzrokuje smetnju (ukoliko smetnja ne utječe na druge korisnike), plaćanje obeštećenja jednom ili više korisnika mreže uz istovremeno naplaćivanje kazne drugom korisniku koji je izvor smetnje (sa ili bez plaćanja poticaja za ugradnju uređaja za smanjivanje smetnji korisniku mreže), situacija kod koje operator sustava ne reagira jer je smetnja u postrojenju korisnika i ne širi se dalje, te situacija kada se problem radi svojih značajki ne rješava Algoritmom rješavanja problema kakvoće električne energije na prijenosnoj razini, već operator sustava poduzima potrebne mjere za očuvanje sigurnosti sustava.

Zaključno, Algoritmom rješavanja problema kakvoće električne energije na prijenosnoj razini, zasnovanim u disertaciji, moguće je dugoročno djelovati u cilju propisane kakvoće napona na prijenosnoj razini, čime se potiče učinkovito djelovanje operatora sustava odgovornog za upravljanje prijenosnim sustavom te sigurna opskrba električnom energijom korisnika prijenosne elektroenergetske mreže – među kojima se nalaze i subjekti od velikog značaja za funkcioniranje hrvatskog gospodarstva u cjelini.

Buduća istraživanja trebalo bi usmjeriti na problematiku opravdanosti investicija u tehničko rješavanje problema kakvoće napona, pri čemu očekivani visoki iznosi investicija mogu predstavljati veliki izazov.

Popis slika

Slika 1: Raspored mjernih točaka u mreži HOPS-a.....	26
Slika 2: Histogram CP95 vrijednosti frekvencije za cijelu mrežu.....	30
Slika 3: Histogram CP95 vrijednosti napona za cijelu mrežu	31
Slika 4: Histogram CP95 vrijednosti napona za HŽ postrojenja	31
Slika 5: Histogram CP95 vrijednosti napona za 400 kV vodove	32
Slika 6: Histogram CP95 vrijednosti napona za 220 kV vodove	32
Slika 7: Histogram CP95 vrijednosti napona za 110 kV vodove	33
Slika 8: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za cijelu mrežu	34
Slika 9: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za HŽ postrojenja	34
Slika 10: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za sve vodove	35
Slika 11: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za 400 kV vodove.....	35
Slika 12: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za 220 kV vodove.....	36
Slika 13: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za 110 kV vodove.....	36
Slika 14: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za Željezaru	37
Slika 15: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za mjerenja na 110 kV strani transformatora	37
Slika 16: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za mjerenja na 30/35 kV strani transformatora	38
Slika 17: Histogram CP95 vrijednosti THD-a za mjerenja na 10 kV strani transformatora ...	38
Slika 18: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za cijelu mrežu.....	40
Slika 19: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za HŽ postrojenja.....	40
Slika 20: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za 400 kV vodove	41
Slika 21: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za 220 kV vodove	41
Slika 22: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za 110 kV vodove	42
Slika 23: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za Željezaru.....	42
Slika 24: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za mjerenja na 110 kV strani transformatora	43
Slika 25: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za mjerenja na 30/35 kV strani transformatora	43

Slika 26: Histogram CP95 vrijednosti dugotrajnih flikera za mjerenja na 10 kV strani transformatora	44
Slika 27: Trenutne vrijednosti struje na 400 kV dalekovodu	45
Slika 28: Trenutne vrijednosti flikera na 400 kV dalekovodu tijekom ispada	46
Slika 29: Trenutne vrijednosti flikera na 220 kV dalekovodu nakon ispada 400 kV voda	46
Slika 30: Trenutne vrijednosti flikera na 110 kV dalekovodu nakon ispada 400 kV voda	47
Slika 31: Konfiguracija okruženja 400/220/110 kV transformatorske stanice, s odgovarajućim udaljenostima	47
Slika 32: Trenutne vrijednosti flikera u postrojenju TS B 110/X kV nakon ispada 400 kV voda	48
Slika 33: Trenutne vrijednosti flikera u postrojenju TS C 110/X kV nakon ispada 400 kV voda	48
Slika 34: Trenutne vrijednosti flikera u postrojenju TS D 110/X kV nakon ispada 400 kV voda	49
Slika 35: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS A 110 kV	51
Slika 36: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS B 110 kV	51
Slika 37: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS C 110 kV	52
Slika 38: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS D 110 kV	52
Slika 39: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS E 110 kV	53
Slika 40: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS F 110 kV.....	53
Slika 41: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS G 110 kV	54
Slika 42: Vrijednost nesimetrije u postrojenju TS H 110 kV	54
Slika 43: Histogram CP95 vrijednosti nesimetrije za cijelu mrežu	55
Slika 44: Ovisnost harmoničkog izobličenja o godini proizvodnje transformatora	57
Slika 45: Ovisnost harmoničkog izobličenja o opterećenju transformatora (u postocima nazivne snage)	57
Slika 46: Ovisnost harmoničkog izobličenja o kalendarskim tromjesečjima (na vodovima)..	58
Slika 47: Ovisnost harmoničkog izobličenja o godišnjim dobima (na vodovima).....	59
Slika 48: Ovisnost harmoničkog izobličenja o godišnjim dobima (na transformatorima)	59
Slika 49: Iznos benchmarking parametra B prema tipu objekta	62
Slika 50: Izobličen valni oblik koji se sastoji od osnovnog i trećeg harmonika.....	65
Slika 51: Uravnoteženi 3-fazni sustav s petim harmonikom	67
Slika 52: Osnovna konfiguracija izmjeničnog promjenjivog elektromotornog pogona.....	68
Slika 53: Tipičan valni oblik struje za jednofazni elektromotorni pogon, snage 1,5 kW.....	68

Slika 54: Odgovarajući frekvencijski spektar struje sa slike 53	69
Slika 55: Tipičan valni oblik struje za trofazni elektromotorni pogon, snage 1,5 kW	69
Slika 56: Odgovarajući spektar struje sa slike 55	70
Slika 57: Linijska prigušnica s elektromotornim pogonom i motorom	71
Slika 58: Valni oblik naponskog flikera	77
Slika 59: Struja za vrijeme rada elektrolučne peći	78
Slika 60: SVC konfiguracije:	
a) tiristorski upravljana prigušnica;	
b) tiristorski upravljana prigušnica s fiksnim kondenzatorom;	
c) tiristorski uklopiv kondenzator;	
d) tiristorski upravljana prigušnica s tiristorski uklopivim kondenzatorom	82
Slika 61: Dijagram toka opravdanosti ugradnje uređaja.....	89
Slika 62: Vrijednosti dugotrajnih flikera u Željezari	103
Slika 63: Histogram vrijednosti flikera u Željezari	103
Slika 64: Vrijednosti flikera u Željezari.....	108
Slika 65: Vrijednosti flikera u objektu udaljenom 2 km.....	109
Slika 66: Vrijednosti flikera u objektu udaljenom 5 km.....	109
Slika 67: Vrijednosti flikera u objektu udaljenom 26 km.....	110
Slika 68: Vrijednosti flikera u objektu udaljenom 40 km.....	110
Slika 69: Vrijednosti flikera u objektu udaljenom 5 km.....	111
Slika 70: Vrijednosti radne snage u objektu udaljenom 5 km	112
Slika 71: Faktor snage u postrojenju željeznice.....	113
Slika 72: Faktor snage u 110 kV postrojenju.....	113
Slika 73: Faktor snage tereta opterećenog harmoničkim izobličenjem	114
Slika 74: Algoritam rješavanja problema kakvoće električne energije na prijenosnoj razini	125

Popis tablica

Tablica 1. Planirane razine harmonika u visokonaponskim energetske sustavima prema IEC 61000-3-6:1996.....	15
Tablica 2. Planirane razine flikera za napone iznad 35 kV prema IEC 61000-3-7:2008.....	15
Tablica 3. Granične vrijednosti parametara prema normi EN 50160:2010	22
Tablica 4. Granične vrijednosti harmoničkih napona za visoki napon	23
Tablica 5. Promjene napona napajanja različite od norme EN50160:2010	23
Tablica 6. Parametri kakvoće napona različiti od norme EN50160:2010.....	24
Tablica 7. Raspodjela mjernih točaka po jedinicama mreže	27
Tablica 8. Pregled CP95 vrijednosti THD-a prema mjestu mjerenja.....	39
Tablica 9. Pregled CP95 vrijednosti P_{It} prema mjestu mjerenja	44
Tablica 10. Pregled vrijednosti flikera P_{It} prema mjestu mjerenja.....	49
Tablica 11. Klasifikacija normaliziranog parametra kakvoće električne energije	61
Tablica 12. Dozvoljene vrijednosti strujnih harmonika	70
Tablica 13. Prigušenje strujnih harmonika prigušnicom.....	72
Tablica 14. Vrijednosti strujnih harmonika za različite vrste ispravljača	74
Tablica 15. Cijene prigušnica, pasivnih i aktivnih filtera ovisno o njihovoj snazi	91
Tablica 16. Cijene SVC i STATCOM uređaja ovisno o njihovoj snazi.....	91
Tablica 17. Ovisnost godišnjeg toka novca o kamatnoj stopi za investiciju SVC	98
Tablica 18. Ovisnost iznosa investicije o kamatnoj stopi (moguća investicija - SVC).....	98
Tablica 19. Ovisnost godišnjeg toka novca o kamatnoj stopi za investiciju STATCOM.....	99
Tablica 20. Ovisnost iznosa investicije o kamatnoj stopi (moguća investicija - STATCOM)	99
Tablica 21. Ovisnost godišnjeg toka novca o kamatnoj stopi za investiciju pasivnog filtera.....	100
Tablica 22. Ovisnost iznosa investicije o kamatnoj stopi (moguća investicija - pasivni filter)	100
Tablica 23. Ovisnost godišnjeg toka novca o kamatnoj stopi za investiciju aktivnog filtera	101
Tablica 24. Ovisnost iznosa investicije o kamatnoj stopi (moguća investicija - aktivni filter).....	101

Literatura

- [1] H. H. Kajihara, "Quality power for electronics", *Electro-Technology*, vol. 82, No. 5, November 1968, p.46
- [2] P. M. Knoller, L. Lonnstam, "Voltage quality and voltage tendency recorders, *Siemens-Review*, vol.36, No. 8, August 1969, pp. 302-303
- [3] T. S. Key, "Diagnosing power-quality related computer problems", *IEEE transactions on Industry Applications*, vol.15, no. 4, July 1979, pp. 381-393.
- [4] S. De Breucker, J. Driesen, R. Belmans, "Power Quality in Transmission Grids: Guaranteed Standards for Power Plants in France and the United Kingdom", *13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2008. ICHQP 2008, pp. 1-6
- [5] W.T.J. Hulshorst, E.L.M. Smeets, J.A. Wolse, "Premium Power Quality contracts and labeling", *KEMA Consulting By order of the European Copper Institute*. April 2007
- [6] M. McGranaghan, B. Roettger, "Economic Evaluation of Power Quality", *IEEE Power Engineering Review*, February 2002, pp. 8-12
- [7] D. Coll-Mayor, J. Pardo, M. Pérez-Donsión, "Analysis of Methodologies for the Economical Evaluation of Power Quality", *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09)*, Valencia (Spain), 15.- 17. April, 2009
- [8] Z. Klaić, D. Sipl, S. Nikolovski, "Economic impact of power quality disturbances", *22nd International Conference on Electricity Distribution Stockholm*, 10-13 June 2013
- [9] P. Caramia, G. Carpinelli, P. Verde, "Power quality indices in liberalized markets", 2009 *John Wiley & Sons, Ltd*
- [10] S. H. Laskar, Mohibullah, „Power Quality Issues and Need of Intelligent PQ Monitoring in the Smart Grid Environment“, *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, Volume 2, Issue 9, September 2012
- [11] S.Khalid, Bharti Dwivedi, "Power quality issues, problems, standards & their effects in industry with corrective means", *International Journal of Advances in Engineering & Technology*, May 2011, ISSN: 2231-1963

- [12] T. Thasananutariya, S.Chatratana, M. McGranaghan, "Economic evaluation of solution alternatives for voltage sags and momentary interruptions", Electrical power quality and utilisation, Magazine vol 1, No.2, 2005
- [13] Saad S. Sultan, Mohamed K. Darwish, "Barriers and benefits of implementing a power quality program: Case Study Libyan distribution networks", International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 3, Issue 4, April-2012
- [14] D. Vatau, F.D. Surianu, A.F.Olariu "Power Quality Level Measurement and Estimation Issues", ADVCOMP 2012: The Sixth International Conference on Advanced Engineering Computing and Applications in Sciences
- [15] D. D. Sabin, D. L. Brooks, A. Sundaram, "Indices for Assessing Harmonic Distortion from Power Quality Measurements: Definitions and Benchmark Data", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.14, No.2, pp.489-496
- [16] A. Moreno-Muñoz, J.J. González, "Analysis of power quality in high-tech facilities", Electrical power quality and utilization, Magazine, Vol. 1, No. 2, 2005
- [17] A. I. Ahmad, M. Azah, S. Hussain, G. P. Sakti, "Optimization Methods for Optimal Power Quality Monitor Placement in Power Systems: A Performance Comparison", International Journal on Electrical Engineering and Informatics, Vol. 4, No. 1, 2012
- [18] Y. Wan, J. Cao, H. Zhang, Z. Zhu, S. Yao, „Optimization of the power quality monitor number in smart grid“, Proceedings of 5th IEEE International Conference on Smart Grid Communications, 2014, Venice, Italy, pp.236-241
- [19] C. Stanescu, J. Widmer, C. Pispiris, "Power Quality Permanent Monitoring Systems in Romania", ICREPQ 2008, Santander, 2008
- [20] C. Stanescu, S. Gal, C. Pispiris, P. Postolache, "The TSO's power quality monitoring systems", 3rd international conference on modern power systems MPS 2010, Romania
- [21] C. Stanescu, S.C, Pispiris, D. Stanescu, "Power quality monitoring system at the transmission and distribution interface", 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 2007
- [22] H. E. Tooraji, N. Abdolamir, "Improving Power Quality Parameters in AC Transmission Systems Using Unified Power Flow Controller, Research Journal of Recent Sciences, Vol. 2(4), 84-90, April 2013

- [23] M. Zaher, N. Ayad, E. Elsherbiny, G. AbdelSalam, H. Eleissawi, "Investigation And Mitigation Techniques of Power Quality Problems in Nuclear Installations", Arab Journal of Nuclear Science and Applications, 46(2),(522-542) 2013
- [24] National Electricity Transmission System Security and Quality of Supply Standard, Version 2.3, Ofgem, February 2017
- [25] The connection and use of system code, Ofgem & the Department of Trade and Industry, 2017
- [26] Décret n° 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, Gazette de France nr 201., 2003.
- [27] Conditions generales relatives a l'acces au reseau public de transport de electricite, TNO RTE, 2006
- [28] CENELEC, EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks, 2010
- [29] IEC 61000-2-2: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-2: Environment - Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems, 2002
- [30] IEC 61000-3-4: Limitation of emission of harmonic currents in low voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16A, 1998
- [31] IEC/TR3 61000-2-1: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2: Environment - Section 1: Electromagnetic environment for low-frequency conducted disturbances and signalling in public power supply systems, 1990
- [32] IEC/TR2 61000-2-5: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2: Environment - Section 5: Classification of electromagnetic environment, 1995
- [33] IEC 61000: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-8, Voltage dips and short interruptions on public electric power systems with statistical measurement results, 2002
- [34] IEC 61000: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6, Assessment of distortion limits for distorting loads in MV and HV power systems, 1996

- [35] EN 61000: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits, Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems, 2008
- [36] IEC 61000-4-7: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto, 2002
- [37] IEC 61000-4-15: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques - Section 15: Flickermeter - Functional and design specifications, 2003
- [38] IEC 61000: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods, 2015
- [39] IEEE Std 1159-1995: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, 1995
- [40] IEEE, “IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems,” IEEE Std. 519-1992
- [41] HRN EN 50160: Naponske karakteristike električne energije iz javnih distribucijskih mreža, 2012
- [42] Narodne novine 37/17, 47/17, 31/18: Uvjeti kvalitete opskrbe električnom energijom, 2017.
- [43] Narodne novine 85/15: Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, 2015.
- [44] Narodne novine 67/17: Mrežna pravila prijenosnog sustava, 2017.
- [45] P. Sikavica, F. Bahtijarević-Šiber, „Leksikon menadžmenta“, Masmedia, Zagreb, 2001.
- [46] Council of European Energy Regulators (CEER), “6th Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply“, 2016
- [47] Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE Standard 519-1992
- [48] Prego 2 Onderscheidend vermogen (in Dutch); KEMA 2003.
- [49] Narodne novine 22/13, 102/15, 68/18: Zakon o tržištu električne energije

[50] C57.110-1986 - IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents

[51] <http://www.controltechniques.com/CTDownloads/SharePoint/Download.aspx?SiteID=4&ProductID=45&DownloadID=444&VersionID=558>, A guide to supply harmonics and other low-frequency disturbances, 24.06.2017.

[52] “Handbook of power quality“, Angelo Baghini, Wiley & Sons, 2008

[53] G. Sandoval, J. Houdek, “A review of harmonic mitigation techniques“, APQ Power, 2005

[54] A. Hoteit, G. Hamidovich, “18 – Pulse Converter Using 3/9 Auto-transformer“, IJCSI International Journal of Computer Science Issues, Vol. 9, Issue 5, No 3, September 2012, pp. 387-392.

[55] https://www.industry.usa.siemens.com/drives/us/en/electric-drives/ac-drives/Documents/DRV-WP-drive_harmonics_in_power_systems.pdf, Siemens, Harmonics in power systems, May 2013

[56] IEC 60050, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV)* – Chapter: Electromagnetic compatibility

[57] M. Blasina, V. Komen, R. Čučić, „Regulacija napona i kompenzacija jalove snage pomoću SVC uređaja“, Engineering Review, Vol.30, No.2, 47-58, Prosinac, 2010.

[58] M.P. Donsión, F. Oliveira, “AC Arc Furnaces Flicker Measurement without and with a SVC System Connected“, International Conference on Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ'07), Sevilla (Spain), March 2007

[59] Emerald Contract, only available in French as Le Contrat Emerald et ses annexes or Tarif Vert, Gazette of the French Republic, no 0169, page 12068, text nr 7, July 22 2012.

[60] D. Galzina, “Economic approach to power quality mitigation“, Proceedings of IEEE ICHQP 2018., International Conference on Harmonics and Quality of Power, Ljubljana Slovenija

[61] <http://www.powerco.ca/wp/wp-content/uploads/2011/11/14.pdf>; D. Carnovale, T. Dionise, T. Blooming, “Price and performance considerations for harmonic solutions“, Eaton industries, November 2014

[62] “High voltage reactive power compensation and harmonic filtering products“, Product Guide, Nokian Capacitors

- [63] B. M. Wilamowski, J. D. Irwin, "Power electronics and motor drives", The Industrial Electronics Handbook, CRC Press, 2016
- [64] K. Habur, D. O'Leary, "FACTS-Flexible Alternating. Current Transmission Systems. For Cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy", Siemens, 2004
- [65] "Static synchronous compensator (STATCOM) for arc furnace and flicker compensation", Working Group B4.19, CIGRÉ Publication, December 2003
- [66] R. Vljajčević, V. Milardić. „Problematika treperenja napona u prijenosnoj mreži HOPS-a“, 11. savjetovanje HRO CIGRÉ, Cavtat, 2013.
- [67] <http://www.efos.unios.hr/kreditna-analiza/nastavni-materijali/>; Nastavni materijali za kolegij Kreditna analiza, Ekonomski fakultet Zagreb, travanj 2013.
- [68] R. Brealey, S. Myerd, "Principles of Corporate Financing", 2000. 6th edition, McGraw Hill
- [69] D. Chambers, N. Lacey, "Modern Corporate Finance", 1999. 2nd edition, Addison-Wesley Educational Publishers Inc.
- [70] D. Bajs, „Metoda i kriteriji u revitalizaciji elektroenergetske prijenosne mreže“, Doktorska disertacija, FESB Split, 2007.

Životopis

Denisa Galzina rođena je 1972. godine u Zagrebu. Nakon završene Srednje tehničke škole u Zagrebu 1990. godine upisuje Višu tehničku školu u Zagrebu te se nakon prve godine prebacuje na Elektrotehnički fakultet u Zagrebu, smjer Elektroenergetika, kojeg završava u veljači 1995. godine.

Mjesec dana kasnije počinje raditi u Hrvatskoj elektroprivredi, Prijenosno područje Zagreb. Nakon godinu dana rada u Tehničkom uredu, 1996. godine prelazi u Odjel za mjerenja u kojem je i danas. 2013. godine, pod upravom Hrvatskog operatora prijenosnog sustava, dolazi na mjesto rukovoditelja Odjela za mjerenja.

U svibnju 2000. godine stječe akademski stupanj magistra znanosti na Fakultetu elektrotehnike i računarstva u Zagrebu, obranivši magistarski rad pod nazivom „Odabir vodiča za nadzemne vodove visokih i vrlo visokih napona s obzirom na pojavu korone“.

Od 2010. godine radi na strukturiranju Sustava za prikupljanje podataka o kakvoći napona. Na dvije IEEE konferencije sudjelovala je kao recenzent, a od 2017. godine član je studijskog odbora SO 2 „Kvaliteta električne energije i elektromagnetska kompatibilnost“, hrvatskog ogranka Međunarodne elektrodistribucijske konferencije HO CIRED. Početkom 2018. godine je izabrana za člana međunarodnog programskog odbora konferencije SMAGRIMET.

Popis objavljenih djela:

1. “Harmonics in transmission system“, Proceedings of 20th International metrology symposium and 1st Regional Metrology Organisations Symposium 2008, RMO2008, Cavtat Croatia, pp 150-154
2. “Harmonization of issues regarding power quality in transmission network“, Proceedings of IEEE EuroCon 2013, Zagreb Croatia, art. no. 6625080, pp 837-843
3. “Grid integration of distributed energy sources regarding power quality“, Proceedings of IEEE EnergyCon 2014, Cavtat Croatia, art.no. 6850594, pp. 1320-1324
4. “Economic approach to power quality mitigation“, Proceedings of IEEE ICHQP 2018., International Conference on Harmonics and Quality of Power, Ljubljana Slovenija

5. "Voltage quality improvement using solar photovoltaic systems", Proceedings of 8th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, September 22–27, 2013, Dubrovnik, Croatia
6. "Flicker Spreading in a Transmission Network", Proceedings of SMAGRIMET 2019, 2nd International Colloquium on Smartgrid Metrology, Split Croatia, pp. 23-28
7. „Problem benchmarkinga kakvoće napona na prijenosnoj razini”, Zbornik radova 11. savjetovanja HRO CIGRÉ, Cavtat 2013., C4 – 06, str. 1-7
8. „Tržišni pristup rješavanju problema kvalitete električne energije na prijenosnoj razini”, Zbornik radova 11. savjetovanja HRO CIGRÉ, Cavtat 2013., C5 – 08, str. 1-7
9. „Usporedba elektromagnetskog utjecaja klasičnog i GIS postrojenja po naponskim razinama”, Zbornik radova HO CIRED, Opatija 2018.
10. "Voltage Quality Improvement Using Solar Photovoltaic System", Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Volume 3, Issue 2, 06/2015, pp 140-150

Biography

Denisa Galzina was born in 1972 in Zagreb. She finished secondary technical school in Zagreb in 1990. She graduated from the Faculty of Electrical Engineering and Computing, Department of Energy and Power Systems, in February 1995.

A month later she started working in Hrvatska elektroprivreda, the Transmission Area of Zagreb, in the Technical Office. She transferred to the Measurement Department a year later, in 1996. Since 2013 she has been the head of the Measurement Department, under the management of the Croatian Transmission System Operator.

In May 2000, she received the academic degree of Master of Science, by exploring the corona on the high voltage overhead lines, in the master's dissertation titled "The overhead conductor selection based on corona phenomena".

Since 2010 she has been working on structuring the Data Collection System for Voltage Quality. She participated at two IEEE conferences as a reviewer. She is a member of the study committee SO 2 "Power Quality and Electromagnetic Compatibility" of the Croatian branch of the International Conference on Electricity Distribution - HO CIRED. In 2018 she has been elected a member of International Program Committee of SMAGRIMET conference.